**UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE**

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Magistrale in **Ingegneria Meccanica**

# Realizzazione di un'applicazione di Digital Twin per una rete di teleriscaldamento finalizzata al riutilizzo del calore di scarto prodotto da un'acciaieria

*Creation of a Digital Twin application for a heat grid to reuse waste heat produced by a steel mill*

Relatore: Chiar.mo

Prof. **Giovanni Mazzuto**

Tesi di Laurea di:

**Flavio De Giorgio**

Correlatore:

Ing. **Daniele Colarossi**

A.A. 2025/2026

*A Vito*

# Abstract

Il teleriscaldamento alimentato dal calore di scarto industriale è una delle leve della decarbonizzazione del riscaldamento urbano, e il gemello digitale offre gli strumenti per gestirne l'esercizio. La letteratura evidenzia tuttavia la scarsità di modelli a base fisica impiegati a scala di rete per coordinare sorgenti, accumulo e domanda. Il presente lavoro, svolto nell'ambito di un progetto di ricerca europeo, sviluppa il modello digitale a base fisica che costituisce il nucleo del gemello digitale di una rete di teleriscaldamento reale, alimentata dal calore di scarto di un'acciaieria.

Il modello, fondato su una formulazione idraulico-termica della rete, rappresenta dodici utenze, due sorgenti di recupero e un generatore ausiliario; i profili di domanda sono costruiti con il metodo della firma energetica a partire da una serie climatica tipo. In condizioni nominali il calore di recupero copre l'intero fabbisogno della stagione di riscaldamento, pari a circa 11.760 MWh, senza ricorso all'ausiliaria, evitando circa 1.170 t di gasolio e 3.740 t di $CO_2$. La condizione più critica è la manutenzione preventiva dello scambiatore di recupero del forno: collocata a calendario nei mesi più freddi, lascia scoperto circa il 19 % della domanda nelle ore di intervento, utenze critiche comprese. Collocata con il modello nelle ore di minima richiesta, non lascia alcun deficit; ne discende una regola operativa, intervenire con una temperatura esterna di almeno 6 °C, soddisfatta in circa metà delle ore della stagione. Un accumulo termico riduce il deficit dal 18 al 45 % secondo la taglia, con un contributo limitato dalla potenza di scambio, e abbassa la soglia fino a 4 °C, portando al 67 % le ore utilizzabili per la manutenzione.

Il lavoro risponde all'esigenza di fedeltà fisica dei modelli e contribuisce in parte al coordinamento fra sorgenti e accumulo; la validazione su dati misurati e l'integrazione di un agente di ottimizzazione costituiscono gli sviluppi futuri. Il carattere generale dello strumento ne consente infine l'impiego nella progettazione di nuove reti.

# Sommario

Capitolo 1. Il teleriscaldamento tra transizione energetica e trasformazione digitale ..... 1
1.1 Introduzione e contesto ..... 1
1.2 Le generazioni delle reti di teleriscaldamento ..... 2
1.2.1 Origini ed evoluzione storica *(1ª–3ª generazione)* ..... 2
1.2.2 La quarta generazione (4GDH) ..... 3
1.2.3 La quinta generazione (5GDHC) ..... 4
1.3 Il digital twin (DT) per le reti di teleriscaldamento ..... 5
1.3.1 Definizione e differenze rispetto ai modelli di simulazione ..... 5
1.3.2 Approcci di modellazione ..... 6
1.3.3 Applicazioni: analisi e risultati in letteratura ..... 8
1.4 Carenze della letteratura ..... 10
1.5 Obiettivi e struttura della tesi ..... 11
Capitolo 2. Modellazione matematica della rete di teleriscaldamento ..... 13
2.1 Il modello idraulico-termico della rete ..... 13
2.1.1 Parte idraulica ..... 13
2.1.2 Parte termica ..... 14
2.2 Il modello dinamico e gli scambiatori di calore ..... 14
2.2.1 L'approccio quasi-stazionario ..... 15
2.2.2 Il modello dello scambiatore di calore ..... 15
2.3 Costruzione dei parametri di scambio termico ..... 16
2.3.1 La trasmittanza lineare dei tubi ..... 17
2.3.2 Tubi interrati e aerei ..... 18
2.3.3 Il dimensionamento della UA degli scambiatori ..... 19
2.4 Sorgenti, storage e utenze: formulazione del problema ..... 20
2.4.1 Sorgenti principali e ausiliaria ..... 20
2.4.2 Le utenze e le priorità ..... 21
2.4.3 L'accumulo termico ..... 21
Capitolo 3. Il caso di studio e il modello di simulazione ..... 23
3.1 Descrizione del caso di studio e della rete in esame ..... 23
3.1.1 Il regime di progetto ..... 23
3.1.2 Topologia della rete ..... 23
3.1.3 Le sorgenti e il generatore ausiliario ..... 24
3.1.4 Le utenze e le priorità ..... 25
3.1.5 La domanda termica delle utenze ..... 26
3.2 Il simulatore: input, interfaccia e configurazione ..... 27

3.2.1 Impostazione di una simulazione ..... 27
3.2.2 I nodi e i loro parametri ..... 28
3.2.3 I profili di ingresso: temperatura esterna e domanda ..... 29
3.2.4 Dispatch, passo temporale e la configurazione di base ..... 30
3.3 Lo scenario stagionale: profili di domanda e temperatura esterna ..... 31
3.3.1 La temperatura esterna ..... 31
3.3.2 La costruzione dei profili di domanda ..... 31
Capitolo 4. Risultati e discussione ..... 35
4.1 Le configurazioni analizzate ..... 35
4.2 L'esercizio in condizioni nominali ..... 36
4.3 La manutenzione preventiva dello scambiatore del forno ..... 39
4.3.1 Il bilancio durante l'intervento ..... 39
4.3.2 La dipendenza dalle condizioni climatiche ..... 40
4.3.3 Le utenze critiche ..... 41
4.4 La pianificazione della manutenzione preventiva ..... 42
4.4.1 Gli interventi nelle finestre di minima richiesta ..... 42
4.4.2 Una regola operativa ..... 43
4.4.3 La dimensione stagionale ..... 44
4.4.4 I limiti dell'analisi ..... 45
4.5 L'accumulo termico ..... 46
4.5.1 L'accumulo nella manutenzione a calendario ..... 46
4.5.2 L'accumulo nella manutenzione pianificata ..... 47
4.5.3 L'accumulo e la finestra di pianificazione ..... 48
4.6 Discussione complessiva ..... 49
Capitolo 5. Conclusioni e sviluppi futuri ..... 53
5.1 Il contributo del lavoro nel quadro del progetto ..... 53
5.2 Le carenze della letteratura alla luce dei risultati ..... 54
5.3 Come colmare le carenze residue ..... 56
5.4 Oltre lo scopo originario: il modello come strumento di progettazione ..... 56
5.5 Considerazioni conclusive ..... 58
Bibliografia ..... 59
Articoli scientifici ..... 59
Norme tecniche, regolamenti e linee guida ..... 60
Banche dati e fonti statistiche ..... 61
Ringraziamenti ..... 63

# Capitolo 1. Il teleriscaldamento tra transizione energetica e trasformazione digitale

## 1.1 Introduzione e contesto

La decarbonizzazione del settore termico **resta uno dei nodi centrali della transizione energetica**. Il riscaldamento assorbe una quota rilevante della domanda finale di energia e figura tra i settori meno facili da rendere climaticamente neutri: pesano la dipendenza storica dai combustibili fossili e il carattere distribuito della domanda. Le reti di teleriscaldamento hanno qui un ruolo strategico. Servendo aree urbane densamente popolate da un numero limitato di punti di generazione, consentono di integrare su larga scala fonti a basse emissioni che la singola utenza difficilmente potrebbe sfruttare.

Il contributo di queste reti alla decarbonizzazione dipende da due tendenze convergenti: l'abbassamento delle temperature di esercizio, che riduce le perdite e amplia la gamma di sorgenti utilizzabili, e la diversificazione delle sorgenti stesse. Il calore di scarto industriale ha un peso particolare, perché **valorizza un flusso energetico altrimenti disperso e sostituisce quote significative di generazione fossile**, con una riduzione delle emissioni complessive *(Lund et al., 2014; Almahmoudi et al., 2026)*. Integrare sorgenti eterogenee e in parte variabili accresce però la complessità gestionale della rete, che le logiche di esercizio tradizionali non riescono a governare. La digitalizzazione, e in particolare il **concetto di gemello digitale** (DT), diventa allora una condizione abilitante e non un elemento accessorio *(Schmidt et al., 2026)*.

Il presente lavoro si colloca nell'ambito di un progetto di ricerca europeo, sviluppato con il contributo di più unità di ricerca, finalizzato alla realizzazione del gemello digitale di una rete di teleriscaldamento alimentata dal calore di scarto di un sito industriale. Occorre precisare fin d'ora che **un gemello digitale non si esaurisce in un modello di simulazione**: esso comprende il **sistema fisico** e la sua **controparte digitale**, connessi da un flusso bidirezionale di informazioni, in virtù del quale le misure acquisite sull'impianto aggiornano lo stato del modello e, reciprocamente, le indicazioni elaborate in ambiente digitale concorrono a orientarne la conduzione (Kritzinger et al., 2018; Wright e Davidson, 2020). L'elemento centrale di tale architettura è il modello digitale, ossia la rappresentazione fisico-matematica della rete in grado di riprodurne il **comportamento idraulico e termico**; in sua assenza il sistema si ridurrebbe a un'infrastruttura di acquisizione e monitoraggio dei dati. Nella ripartizione delle attività di progetto, lo sviluppo dell'infrastruttura di interfacciamento tra l'impianto e la sua controparte digitale è affidato ad altri gruppi, mentre il presente lavoro **ha per oggetto la costruzione e la validazione del modello digitale**. Le sorgenti di calore sono rappresentate come scambiatori generici, senza modellare le modalità di prelievo del calore dal processo industriale. La rete è esercita con temperature dell'ordine di 70 °C in mandata e 55 °C in ritorno lato utenza, e si colloca pertanto al confine tra la terza e la quarta generazione. Il problema affrontato è la riduzione dell'impatto ambientale della rete attraverso la minimizzazione, e idealmente l'annullamento, del ricorso alle sorgenti ausiliarie di origine fossile, perseguita mediante una gestione ottimizzata dell'accumulo termico.

A questo scopo si impiega il modello digitale a base fisica della rete, nucleo del DT, con cui simulare l'esercizio in condizioni realistiche e analizzare l'interazione tra sorgenti, accumulo e domanda. I paragrafi seguenti inquadrano il lavoro nella letteratura di riferimento: l'evoluzione delle reti di teleriscaldamento, il concetto di gemello digitale e le sue applicazioni, fino alle carenze che questa tesi intende contribuire a colmare.

## 1.2 Le generazioni delle reti di teleriscaldamento

### 1.2.1 Origini ed evoluzione storica *(1ª–3ª generazione)*

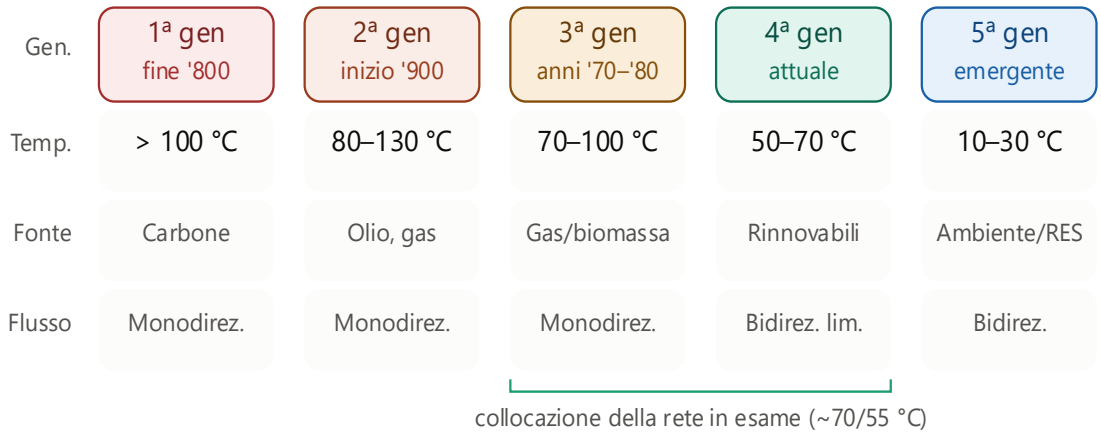



*Figura 1.1 – Evoluzione delle generazioni di teleriscaldamento: temperature di esercizio, sorgenti prevalenti e direzione del flusso, con la collocazione della rete in esame. Elaborazione propria su dati di Almahmoudi et al. (2026) e Lund et al. (2014).*

Lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento è qui letto attraverso la classificazione per «generazioni» introdotta da Lund et al. (2014), poi ripresa dalla gran parte degli studi sullo stato dell'arte del settore. Le caratteristiche principali delle cinque generazioni sono riassunte nella Figura 1.1.

Lo schema interpreta **l'evoluzione tecnologica come una successione di stadi**, ciascuno rappresentativo delle tecnologie prevalenti nella propria epoca: temperature di esercizio progressivamente più basse, materiali e tecniche costruttive migliori, capacità crescente di integrare sorgenti di calore diversificate. Le prime tre generazioni, oggetto di questo paragrafo, delineano il percorso che dalla distribuzione di vapore ad alta temperatura porta alle reti in acqua a temperatura moderata **su cui si fondano gli sviluppi più recenti**.

*La 1ª generazione*

Diffusasi a partire dalla fine del XIX secolo, si basava sulla **distribuzione di vapore prodotto in centrali alimentate a carbone e destinato ad aree urbane ad alta densità**. Le temperature di esercizio superavano i 100 °C e il flusso era rigidamente monodirezionale, dalla centrale all'utenza. Questi impianti dimostrarono per la prima volta la praticabilità della fornitura centralizzata di calore, ma scontavano perdite termiche elevate, scarsa efficienza complessiva e una limitata capacità di adattarsi a fonti energetiche alternative *(Sotnikov et al., 2026)*.

*La 2ª generazione*

Affermatasi nella prima metà del XX secolo, segnò il **passaggio dal vapore all'acqua calda in pressione**, con temperature di mandata comprese indicativamente tra 80 e 130 °C e un ricorso prevalente a combustibili fossili quali olio combustibile e gas *(Almahmoudi et al., 2026)*. L'acqua in luogo del vapore migliorò la regolazione e la sicurezza dell'esercizio. La realizzazione delle reti richiedeva però ancora **componentistica pesante e montaggio in opera**, e le perdite di distribuzione rimanevano significative.

*La 3ª generazione*

Introdotta a partire dagli anni Settanta e Ottanta, anche **sotto la spinta all'efficienza indotta dalle crisi petrolifere**, è tuttora la tecnologia più largamente diffusa. Comunemente identificata con la cosiddetta **tecnologia scandinava del teleriscaldamento**, si caratterizza per **tubazioni prefabbricate e preisolate posate direttamente nel terreno**, sottostazioni d'utenza compatte e temperature di esercizio inferiori ai 100 °C, tipicamente nell'intervallo 70–100 °C *(Sotnikov et al., 2026; Almahmoudi et al., 2026)*.

Temperature più basse e isolamento migliore consentirono un netto abbattimento delle perdite termiche e resero le reti più compatibili con l'integrazione della cogenerazione, della termovalorizzazione dei rifiuti e, in misura crescente, del recupero di calore di scarto.

In questa duplice tendenza, l'abbassamento progressivo delle temperature di rete e la diversificazione delle sorgenti di calore, risiede il presupposto tecnologico della 4ª generazione, trattata nel paragrafo seguente. Il passaggio dalle reti ad alta temperatura, concepite attorno a poche grandi centrali fossili, a reti a temperatura contenuta e predisposte all'integrazione di fonti a bassa temperatura è il filo conduttore che collega l'evoluzione storica qui descritta agli sviluppi più recenti del settore *(Lund et al., 2014)*.

### 1.2.2 La quarta generazione (4GDH)

La 4ª generazione di teleriscaldamento (4GDH) non si limita ad abbassare ulteriormente le temperature di esercizio: cambia **il modo di concepire la rete termica**. Nella formulazione originaria di Lund et al. (2014), la 4GDH è definita da un insieme di requisiti funzionali che una rete deve soddisfare per potersi integrare in un sistema energetico intelligente: la capacità di fornire calore a bassa temperatura per il riscaldamento degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria a edifici a basso fabbisogno; la distribuzione con perdite di rete contenute; la possibilità di recuperare calore da sorgenti a bassa temperatura e di **integrare fonti rinnovabili come solare e geotermico**; l'integrazione della rete nei sistemi energetici intelligenti, in interazione con i vettori elettrico e del gas; e infine strutture di pianificazione, di costo e di incentivo adeguate a sostenere la transizione. Il tratto distintivo della 4ª generazione sta in questa visione sistemica: la rete termica come componente di uno smart energy system, non come infrastruttura isolata.

Sul piano delle temperature, le reti di 4ª generazione operano tipicamente nell'intervallo 50–70 °C in mandata *(Almahmoudi et al., 2026)*, con valori che nella pratica si attestano attorno ai 50–60 °C quando l'utenza è servita da radiatori, e possono scendere ulteriormente in presenza di sistemi di emissione a bassa temperatura come il riscaldamento a pavimento. Temperature più basse servono a due scopi: **abbattere le perdite termiche di distribuzione e, soprattutto, rendere la rete compatibile con sorgenti a bassa temperatura che alle temperature delle generazioni precedenti non sarebbero utilizzabili**. Il secondo scopo è quello decisivo: è la diversificazione delle sorgenti a distinguere la 4GDH dalle reti fossili centralizzate che l'hanno preceduta (Sotnikov et al., 2026*)*.

Tra le sorgenti che la 4ª generazione consente di valorizzare, il calore di scarto di origine industriale occupa una posizione di rilievo. Recuperato attraverso scambiatori di calore e immesso in rete a temperatura moderata, esso permette di sostituire quote significative di generazione da combustibili fossili, con benefici diretti sia in termini di efficienza energetica complessiva sia di riduzione delle emissioni. **Alcune reti già in esercizio ne mostrano la maturità: la rete di Copenhagen integra calore di scarto, biomassa e solare coprendo circa metà del fabbisogno con calore recuperato**; il distretto industriale di Kalundborg alimenta la rete con il calore di scarto dei processi produttivi in una logica di simbiosi industriale; e in ambito italiano la rete di Brescia soddisfa una quota rilevante della domanda cittadina a partire dalla valorizzazione energetica dei rifiuti *(Almahmoudi et al., 2026)*. In tutti questi casi la 4ª generazione non poggia su una singola tecnologia, ma sulla **capacità di comporre sorgenti eterogenee attorno a una rete a temperatura contenuta**.

L'abbassamento delle temperature e la molteplicità delle sorgenti comportano tuttavia un aumento della complessità gestionale. Le reti di 4ª generazione sono **termicamente più dinamiche e più sensibili alle condizioni operative** rispetto a quelle tradizionali, **e la variabilità intrinseca di molte sorgenti a bassa temperatura introduce ulteriori margini di incertezza nell'esercizio** *(Liang et al., 2025)*. La

digitalizzazione, attraverso schemi di controllo avanzati, algoritmi di previsione della domanda e strategie di gestione dello storage, è quindi parte costitutiva dell'esercizio della 4ª generazione, non un suo complemento.

Su questa esigenza di gestione intelligente si innestano gli strumenti di modellazione e simulazione, e in particolare il digital twin, oggetto del paragrafo successivo.

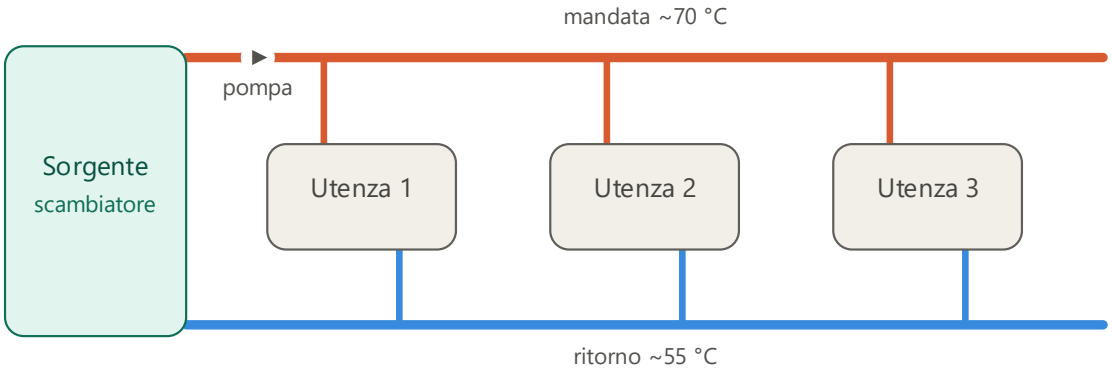



*Figura 1.2 – Schema di una rete di teleriscaldamento a mandata e ritorno di terza e quarta generazione, con le temperature della rete in esame. Elaborazione propria.*

La rete oggetto del presente lavoro si colloca in questo quadro. È alimentata da calore di scarto industriale recuperato mediante scambiatori di calore e opera a temperature dell'ordine dei 70 °C in mandata lato utenza, secondo lo schema della Figura 1.2, collocandosi sulla soglia tra 3ª e 4ª generazione, con una netta propensione verso quest'ultima per la logica di integrazione del calore di recupero e per la gestione digitale che ne governa l'esercizio, tratti che, come si è visto, definiscono il paradigma 4GDH.

### 1.2.3 La quinta generazione (5GDHC)

La 5ª generazione di teleriscaldamento e teleraffrescamento (5GDHC) è lo stadio più recente di questa evoluzione e, per molti versi, **il suo punto di arrivo concettuale**. A differenza delle generazioni precedenti, le reti di 5ª generazione operano a temperature prossime a quella ambiente, indicativamente tra 10 e 30 °C, con un flusso **pienamente bidirezionale** *(Almahmoudi et al., 2026)*, come schematizzato nella Figura 1.3.

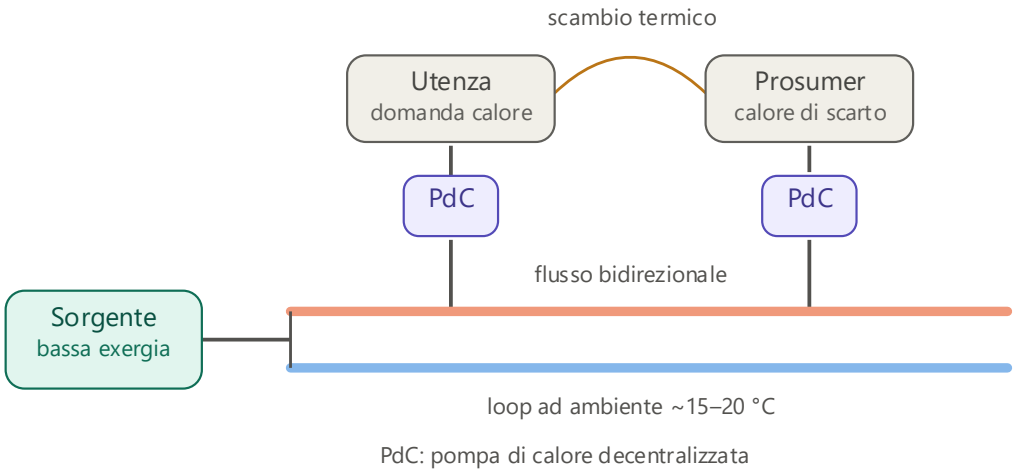



*Figura 1.3 – Schema di una rete di quinta generazione: anello a temperatura prossima a quella ambiente, flusso bidirezionale e pompe di calore decentralizzate. Elaborazione propria su Almahmoudi et al. (2026).*

Il calore non è più semplicemente distribuito da una sorgente centrale verso le utenze, ma **condiviso tra gli utenti stessi:** pompe di calore decentralizzate a livello di edificio elevano la temperatura del fluido al valore richiesto dalla singola utenza, mentre la rete a bassa temperatura funge da vettore comune che consente lo scambio termico tra prosumer con esigenze opposte, valorizzando le sinergie tra chi richiede calore e chi dissipa calore in eccesso. Questo paradigma si fonda sul principio di accoppiare una domanda a bassa temperatura con sorgenti di pari qualità termica, minimizzando le irreversibilità e riducendo il ricorso a energia di pregio più elevato (Almahmoudi et al., 2026).

Le reti di 5ª generazione **si prestano così a integrare una gamma ampia di sorgenti a bassa temperatura**, dalla geotermia superficiale al calore da acque reflue fino a quello di scarto industriale, e abilitano l'accoppiamento settoriale tra calore, elettricità e mobilità, per esempio caricando accumuli termici nei periodi di sovrapproduzione rinnovabile. A questa flessibilità corrisponde però una forte dipendenza dai sistemi di emissione a bassa temperatura negli edifici e dalla gestione digitale: il carattere decentralizzato e la necessità di risposte rapide rendono indispensabili **strategie di controllo avanzate basate su intelligenza artificiale e model predictive control** *(Almahmoudi et al., 2026)*.

Progetti pilota europei quali *Mijnwater nei Paesi Bassi, Ectogrid in Svezia e AnergyNet in Svizzera* hanno dimostrato la praticabilità di questi modelli basati sui prosumer, con coefficienti di prestazione di sistema elevati e riduzioni dell'energia primaria. L'introduzione di reti bidirezionali a bassa temperatura accresce la flessibilità del sistema, ma ne aumenta anche la complessità e i margini di incertezza gestionale (Liang et al., 2025*)*.

Nel percorso qui delineato la 5ª generazione va intesa come **orizzonte di riferimento, non come inquadramento diretto del caso di studio**.

La rete oggetto di questo lavoro, operante a temperature dell'ordine dei 70 °C con recupero centralizzato di calore, appartiene infatti al dominio 3G–4G; la trattazione della 5GDHC è inclusa per completare il quadro evolutivo e per **evidenziare la direzione verso cui il settore si muove**. Molte delle tecnologie abilitanti, in particolare la gestione dell'accumulo termico e il controllo digitale della rete, sono però trasversali alla 4ª e alla 5ª generazione, e proprio su di esse si concentra il contributo della presente tesi.

## 1.3 Il digital twin (DT) per le reti di teleriscaldamento

### 1.3.1 Definizione e differenze rispetto ai modelli di simulazione

Il DT non nasce nel mondo dell'energia: proviene dalla gestione del ciclo di vita dei prodotti industriali ed è stato esteso ai sistemi energetici solo in un secondo momento. Nella sua formulazione di base è costituito da due entità collegate, l'asset fisico e l'asset digitale, tenute in dialogo da un flusso continuo di dati che mantiene il modello virtuale allineato allo stato del sistema reale. Definirlo con precisione è però meno immediato di quanto la formula suggerisca. La letteratura non offre una definizione unica e, nel tempo, ne ha prodotte molte, non sempre coincidenti *(Schmidt et al., 2026)*. Prima di esaminarne le applicazioni alle reti di teleriscaldamento conviene quindi fissare cosa distingua davvero un DT da un modello di simulazione.

La differenza non sta nella sofisticazione del modello, ma nel suo **legame con il sistema fisico**. Un modello di simulazione tradizionale opera off-line: viene costruito per **validare** un progetto o esplorare scenari, e produce risultati a partire da ipotesi fissate a monte. Il DT funziona invece in modo **continuo e adattivo**, aggiornando il proprio stato interno con dati acquisiti in tempo reale dal sistema e restituendo previsioni a supporto delle decisioni operative *(Schmidt et al., 2026)*. In letteratura questa distinzione viene ricondotta a tre caratteristiche che un modello deve possedere per potersi dire DT: **l'integrazione fisico-**

**digitale, la sincronizzazione in real time e la bidirezionalità** *(Jones et al., 2020; Schmidt et al., 2026)*. È soprattutto l'ultima a segnare il confine: **non basta che il digitale osservi il fisico**, deve poterne **influenzare** lo stato. Al problema è stato dedicato un contributo dal titolo emblematico, «come distinguere un modello da un gemello digitale» *(Wright e Davidson, 2020)*.

Tra il modello statico e il gemello vero e proprio esiste una via di mezzo: **l'ombra digitale** *(digital shadow)*. Quest'ultima riceve dati dal sistema fisico, ricostruisce la storia, ma **non agisce su di esso**: il flusso di informazioni corre in un solo senso. La distinzione è tutt'altro che accademica, perché molti sistemi presentati come DT sono, a rigore, ombre digitali: capaci di monitorare, non di retroagire *(Schmidt et al., 2026)*. Il salto qualitativo del gemello sta proprio qui, nella chiusura dell'anello tra mondo fisico e mondo virtuale. I tre livelli di integrazione sono schematizzati nella Figura 1.4.

Calato nel teleriscaldamento, questo passaggio ha ricadute concrete.

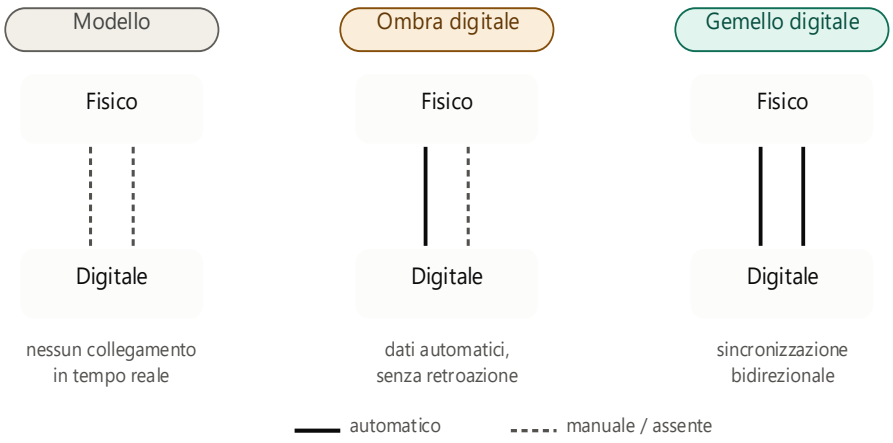



*Figura 1.4 – Livelli di integrazione fra sistema fisico e controparte digitale: modello, ombra digitale e gemello digitale. Elaborazione propria su Schmidt et al. (2026) e Kritzinger et al. (2018).*

Con sensori e attuatori integrati, la condizione termo-idraulica della rete può essere osservata e corretta in tempo reale, e analisi prima possibili solo offline diventano accessibili in linea; l'interpolazione dei dati e i servizi bidirezionali trasformano la rete **in un sistema intelligente** *(Schmidt et al., 2026)*.

Resta però un vincolo che attraversa tutta la letteratura: un gemello **vale quanto il suo allineamento alla realtà**. Tenere insieme grandezze misurate e grandezze simulate richiede una calibrazione continua, tanto più delicata quando alcune variabili non sono rilevate direttamente ma stimate da sensori virtuali *(Choi e Yoon, 2023)*. Su questi due aspetti, come si costruisce il modello e come lo si mantiene aderente al sistema reale, si concentrano gli approcci di modellazione e le applicazioni trattati nei paragrafi seguenti.

### 1.3.2 Approcci di modellazione

Costruire il DT di una rete di teleriscaldamento significa, prima di tutto, **sceglierne il modello**. La letteratura raggruppa le opzioni in tre famiglie, distinte non dal grado di dettaglio ma dal tipo di conoscenza su cui si fondano: **i modelli fisici**, o white-box, che descrivono la rete a partire dalle leggi della fluidodinamica e della termodinamica; **i modelli data-driven**, o black-box, che apprendono il comportamento del sistema direttamente dai dati, senza rappresentarne la fisica; e **i modelli ibridi**, o grey-box, che combinano i due *(Hernández et al., 2024)*. Le tre famiglie sono confrontate nella Figura 1.5.

La scelta determina quali dati servono, quanto il modello **sia interpretabile e quanto bene si comporti al di fuori delle condizioni in cui è stato costruito**.

*Modelli white-box*
Storicamente dominante nelle reti termiche, questa famiglia resta il riferimento quando serve un modello fisicamente coerente. Poggia su due blocchi accoppiati:

- **modello idraulico**, che determina **portate e perdite di carico** risolvendo le equazioni di continuità e di bilancio delle maglie;
- **modello termico**, che calcola le temperature di mandata e ritorno tenendo conto della miscelazione nei nodi e del raffreddamento del fluido lungo le tubazioni *(Liu et al., 2016)*.




*Figura 1.5 – Famiglie di modelli per il gemello digitale: fisici (white-box), ibridi (grey-box) e basati sui dati (black-box). Elaborazione propria su Hernández et al. (2024).*

La difficoltà si concentra nella parte **termica dinamica**, ossia nel modo in cui una variazione di temperatura si propaga nel tempo lungo la rete. Per affrontarla sono stati sviluppati diversi metodi numerici *(node method, element method, characteristic method, plug flow method)*, che si distinguono per accuratezza e costo di calcolo; il ***node method* è oggi il più diffuso** *(Kuntuarova et al., 2024)*. Approcci più recenti, come la simulazione a eventi discreti applicata a reti magliate, provano a contenere l'onere computazionale su topologie complesse *(Xie et al., 2025*). Il pregio del **white-box è la trasparenza**: ogni grandezza ha un significato fisico; il modello resta valido anche fuori dai dati di taratura. Il prezzo è la necessità di conoscere con precisione i parametri della rete, oltre a un costo computazionale non trascurabile.

*Modelli black-box*
Rinunciano a descrivere la fisica e ricavano il comportamento del sistema **dai dati storici**. Il loro campo ideale è la previsione **della domanda termica**, dove si è passati dai primi metodi statistici, come la regressione lineare e i modelli ARIMA, a modelli di deep learning come le reti LSTM e convoluzionali, **capaci di cogliere le correlazioni temporali e i legami non lineari tra carico, meteo e altre variabili** *(Zheng et al., 2024)*. I vantaggi sono l'accuratezza e la capacità di adattarsi a fenomeni difficili da formalizzare; il limite è **speculare a quello del white-box**, perché servono molti dati di qualità, il modello è poco interpretabile e degrada quando lo si porta fuori dall'intervallo su cui è stato addestrato.

L'approccio più adatto al DT nasce dalla combinazione dei due.

*Modelli grey-box*

Il **nucleo fisico rappresenta la rete e garantisce la coerenza**, mentre una componente data-driven si occupa di ciò che la fisica fatica a prevedere.

- Nel gemello proposto da Hernández et al. (2024), per esempio, la parte «bianca» è il modello fisico della rete, affiancato da servizi «neri» **di previsione della domanda**, basati su clustering degli edifici e regressione, e di ottimizzazione dei set-point.
- Stessa logica nel lavoro di Zheng et al. (2024), dove un modello fisico viene mantenuto aderente alla realtà identificando in real time la resistenza idraulica delle tubazioni, con una **riduzione degli errori di simulazione nell'80% delle sottostazioni rispetto al modello tradizionale**.

Verso questa ibridazione, un'ossatura fisica tenuta allineata da dati e algoritmi, converge gran parte della ricerca sui DT per il teleriscaldamento.

Il **modello fisico dinamico della rete** resta dunque la struttura portante: è la base su cui si innesta ogni servizio data-driven, ed è su di essa che si fonda il simulatore impiegato in questo lavoro. Lo strato data-driven del grey-box apre naturalmente all'AI, che tuttavia **non rientra tra gli obiettivi di questa tesi** e viene rimandata agli sviluppi futuri. Costruito il modello, il passo successivo è capire a quali analisi si presti e con quali risultati.

### 1.3.3 Applicazioni: analisi e risultati in letteratura

Previsione della domanda termica

La previsione della domanda è il presupposto di **quasi ogni funzione avanzata di un DT**: senza sapere quanto calore servirà, non si possono ottimizzare il dispaccio delle sorgenti, la gestione dell'accumulo o la temperatura di mandata. Non a caso la digitalizzazione lato domanda è considerata la leva che, dal basso, migliora l'efficienza dell'intera rete: comprendere e, dove possibile, influenzare il comportamento delle utenze a valle delle sottostazioni consente di operare la rete in modo più efficiente *(Schmidt et al., 2026)*.

Sul piano dei metodi, la letteratura mostra un'evoluzione netta. I primi approcci alla previsione a breve termine del carico delle sottostazioni erano di **natura statistica** (regressione lineare, modelli autoregressivi, ARIMA, Prophet), ma soffrivano di limiti strutturali: tendenza all'underfitting e **assunzioni di stazionarietà e regolarità dei dati difficili** da soddisfare nella pratica.

> Per superarli si è passati a metodi di **machine learning**, più accurati nel cogliere legami non lineari tra carico e condizioni meteorologiche, ma a costo di un maggiore fabbisogno di dati *(Zheng et al., 2024)*.

All'interno di un DT, la previsione **non è un modulo isolato ma un servizio integrato nel modello**. Nel gemello proposto da Hernández et al. (2024), per esempio, la domanda è stimata combinando un clustering degli edifici con modelli di regressione, e la previsione alimenta poi l'ottimizzazione dei set-point di rete. Sul fronte dell'accuratezza raggiungibile, Zheng et al. (2024) riportano un caso significativo: predicendo la temperatura di ritorno lato secondario a partire dalla sola temperatura esterna, con una **rete neurale preceduta da un filtraggio del rumore**, l'errore assoluto massimo resta compreso tra 0,02 e 0,06 °C nelle due sottostazioni analizzate. La scalabilità di questi approcci è documentata anche a livello di sistema: nella rassegna di Schmidt et al. (2026) è riportato un DT per il demand response che elabora modelli data-driven per 35 aree postali e 196 edifici comunali, fornendo previsioni sufficienti a individuare in anticipo gli aumenti di domanda.

Restano però limiti ricorrenti, che è utile tenere presenti perché **ritornano tra le carenze della letteratura**. I modelli di deep learning richiedono grandi quantità di dati di qualità e sono soggetti a overfitting quando

i dati disponibili sono scarsi o rumorosi, una condizione tutt'altro che rara nell'acquisizione reale dei dati di rete *(Zheng et al., 2024)*. Inoltre la comparabilità dei risultati tra studi diversi è **ostacolata dalla varietà di dataset, condizioni climatiche e metodologie di validazione**, il che rende difficile stabilire quale approccio sia superiore in assoluto.

Controllo e ottimizzazione dell'esercizio

Una volta prevista la domanda, il DT serve a decidere **come far funzionare la rete**. La leva principale è la temperatura di mandata, tradizionalmente regolata da un compensatore climatico legato alla sola temperatura esterna. Strategie più recenti la governano invece in **retroazione sulle condizioni reali dell'utenza**: Liu et al. (2023) mostrano che un controllo basato sul feedback della temperatura interna, collaudato su un DT del sottosistema secondario, mantiene meglio il comfort e riduce i consumi di circa il 5% rispetto al compensatore climatico, oltre a consentire temperature di mandata più basse, con i benefici sulle perdite già visti per la generazione. Sul dispaccio delle sorgenti, gli approcci di model predictive control e di knowledge graph puntano a **minimizzare il costo di generazione** integrando previsioni e osservazioni in tempo reale, con la possibilità di considerare anche le emissioni associate alle diverse strategie di approvvigionamento *(Hofmeister et al., 2024)*.

L'ambito in cui la ricerca è più attiva è **però l'apprendimento per rinforzo** *(reinforcement learning)*, applicato all'ottimizzazione dei set-point e alla gestione degli accumuli, con risparmi riportati dell'ordine del 5% rispetto a logiche convenzionali *(Deng et al., 2023; Bousnina e Guerassimoff, 2024)*.

Restano tuttavia due nodi ricorrenti: garantire che le azioni suggerite siano **fisicamente realizzabili**, e **assicurare robustezza** al di fuori delle condizioni di addestramento. Lo evidenzia bene Abdurahmanovic et al. (2026), che validano una strategia di reinforcement learning su un gemello digitale ad alta fedeltà di una rete tedesca reale: l'agente si comporta bene in condizioni miti, ma va in sotto-fornitura nei periodi più freddi e dinamici. La lezione che ne traggono gli autori, ossia che una simulazione dinamica accurata è l'ambiente adatto a **validare le strategie di controllo basate su AI prima di applicarle sul campo**, giustifica la scelta, in questo lavoro, di collocare un possibile agente di ottimizzazione tra gli sviluppi futuri anziché nel corpo della tesi.

Gestione dello storage termico

L'accumulo termico è ciò che permette di **disaccoppiare produzione e domanda**: consente di caricare calore quando le sorgenti principali sono abbondanti o convenienti e di restituirlo nei momenti di picco, riducendo il ricorso alle sorgenti di riserva. È la funzione che più direttamente tocca l'obiettivo di questo lavoro, perché è attraverso una buona gestione dello storage che si può ridurre, o annullare, l'impiego della sorgente ausiliaria. La letteratura conferma il ruolo dell'accumulo **nel livellare il carico e nel bufferizzare le fonti rinnovabili intermittenti** *(Almahmoudi et al., 2026)*.

Il risultato più significativo per il presente lavoro è quello di Wittenburg et al. (2023), che sviluppano un DT fisico, costruito in **Modelica**, dell'intera rete di teleriscaldamento di Rostock, integrando molteplici sorgenti e sistemi di accumulo. In uno degli scenari analizzati, dimensionando adeguatamente l'accumulo e adottando una gestione della carica e scarica basata sulla disponibilità stagionale delle sorgenti, il picco residuo di potenza viene portato a zero: la caldaia a gas di picco **non è più necessaria e si raggiunge una fornitura di calore climaticamente neutra**. Gli autori sottolineano due punti utili anche per la modellazione: non conta solo la capacità dell'accumulo, ma anche la sua massima potenza di carica e scarica, spesso il vero fattore limitante; e la performance dell'accumulo dipende dai livelli di temperatura, che vanno quindi rappresentati esplicitamente, a conferma della necessità di un modello fisico dettagliato.

Sul versante propriamente digitale, i gemelli applicati all'accumulo termico hanno raggiunto una maturità da impianto pilota, dove **migliorano la programmazione delle pompe di calore e riducono le perdite**; restano però validati per lo più a livello di simulazione, con poche dimostrazioni sul campo *(Soudagar et al., 2026)*, un limite su cui si tornerà nella sezione dedicata alle carenze della letteratura.

Rilevamento guasti e diagnostica

Una rete di teleriscaldamento è **esposta a guasti** (perdite, dispersioni termiche o cadute di pressione anomale) che ne degradano le prestazioni e la sicurezza; il DT offre un terreno naturale per individuarli confrontando il comportamento reale con quello atteso. In quest'ambito si colloca il lavoro di Bahlawan et al. (2022), che **accoppiano un modello di simulazione della rete con un algoritmo di ottimizzazione** per rilevare e identificare guasti sia termici sia idraulici. L'approccio è collaudato su un DT della rete del campus dell'Università di Parma, in cui vengono introdotti guasti artificiali singoli e multipli: il metodo li individua e ne **stima correttamente l'entità in tutti gli scenari considerati**. Va però osservato che la validazione avviene su guasti simulati, mentre la prova su dati sperimentali reali resta un passo successivo, un limite comune a molti studi del settore.

Sensori virtuali e calibrazione

Un tema trasversale, già anticipato a proposito della differenza tra modello e gemello, è come **mantenere il gemello allineato alla realtà** quando alcune grandezze **non** sono misurate direttamente. I sensori virtuali stimano queste grandezze a partire da variabili correlate effettivamente misurate, ma la loro affidabilità **dipende da una calibrazione continua, resa difficile dall'assenza di un riferimento fisico diretto**. La ricerca ha sviluppato a questo scopo tecniche di calibrazione indiretta, o non intrusiva: Choi e Yoon (2023) stimano con un sensore virtuale la temperatura di ritorno di una sottostazione di teleriscaldamento senza sensore dedicato, migliorandone le prestazioni tramite calibrazione indiretta, mentre Koo e Yoon (2024) propongono una **calibrazione non intrusiva basata su rete neurale per un modello non osservato**, riducendo sensibilmente gli errori di previsione. Si tratta di studi condotti prevalentemente a livello di edificio e sottostazione, quindi periferici rispetto alla scala di rete di questo lavoro, ma utili a inquadrare il problema, centrale per ogni DT, del suo allineamento al sistema reale.

## 1.4 Carenze della letteratura

Il quadro tracciato nei paragrafi precedenti mostra **un campo in rapida crescita e ricco di risultati**, ma anche attraversato da alcuni **limiti ricorrenti**. Non si tratta di debolezze isolate dei singoli studi: sono carenze strutturali, dichiarate apertamente dagli autori stessi, che nel loro insieme definiscono lo spazio in cui si colloca questo lavoro.

1. **Validazione sul campo**. La maggior parte dei DT proposti in letteratura rimane a livello di **simulazione** o non prevede una sincronizzazione in tempo reale con l'impianto reale *(Schmidt et al., 2026)*. Lo confermano i singoli studi sulle applicazioni allo storage, validate quasi esclusivamente in ambiente simulato, con poche dimostrazioni reali *(Soudagar et al., 2026)*; la diagnostica dei guasti collaudata su guasti artificiali anziché sperimentali *(Bahlawan et al., 2022)*; e, per i metodi basati su AI, Abdurahmanovic et al. (2026) osservano che **gran parte dei lavori resta a livello concettuale** o di proof-of-concept, privo di una validazione operativa reale. Prima che questi strumenti possano entrare nell'esercizio quotidiano, gli operatori hanno bisogno di prove di affidabilità in condizioni realistiche.
2. **Assenza di standard condivisi e conseguente difficoltà di confronto tra studi.** Manca, per le reti di teleriscaldamento, un insieme di casi test di riferimento, analogo a quelli consolidati per le reti elettriche, come rilevano esplicitamente Kuntuarova et al. (2024); e la scarsa uniformità di dataset, metriche e metodologie di validazione rende difficile stabilire quale approccio sia effettivamente superiore *(Soudagar et al., 2026; Zheng et al., 2024)*. La stessa rassegna di Schmidt

et al. (2026) indica la **mancanza di definizioni comuni e di interoperabilità** come uno dei nodi da sciogliere.

3. **Fedeltà fisica dei modelli impiegati**. È forse l'aspetto più rilevante per l'impostazione di questo lavoro. Schmidt et al. (2026) rilevano che per l'ottimizzazione operativa si **ricorre spesso a modelli lineari semplificati**, incapaci di descrivere il comportamento dinamico e dipendente dalla temperatura delle reti reali; e Abdurahmanovic et al. (2026) osservano che molti metodi basati su AI assumono la linearità e trascurano la dinamica delle tubazioni e la stratificazione termica, con l'effetto di limitarne la trasferibilità alla pratica. A ciò si aggiunge una gestione ancora frammentaria dell'incertezza operativa *(Liang et al., 2025)*. È una carenza che motiva direttamente la scelta, in questo lavoro, di un modello a base fisica, che rappresenta esplicitamente temperature e dinamiche anziché ridurle a relazioni lineari.
4. **Coordinamento tra produzione, accumulo e domanda** nel contesto dei DT. È l'aspetto più direttamente legato all'obiettivo della tesi. Nel contesto dei gemelli digitali, il coordinamento tra sorgenti, accumulo e domanda non è stato ancora approfondito in modo sistematico: le applicazioni a livello di sistema, anziché di singolo edificio o sottostazione, si trovano tuttora a uno stadio iniziale (Schmidt et al., 2026). La maggior parte dei DT proposti si concentra infatti sull'edificio o su singole funzioni, mentre l'impiego di un gemello digitale a scala di rete per coordinare accumulo e sorgenti, allo scopo di minimizzare il ricorso alle sorgenti ausiliarie, è stato finora esplorato solo di rado. Il lavoro di Wittenburg et al. (2023), che mostra come una gestione accurata dell'accumulo possa azzerare la quota di picco coperta da fonti fossili, rappresenta in tal senso un'eccezione, ma resta un contributo isolato più che l'espressione di un approccio consolidato.

Nel loro insieme, tali carenze delineano l'esigenza di un DT a base fisica, validato su una rete reale, che consenta di studiare il coordinamento tra accumulo e sorgenti al fine di ridurre, idealmente annullare, l'impiego delle sorgenti ausiliarie. È precisamente questo lo spazio in cui si **inserisce il presente lavoro**, i cui obiettivi sono definiti nel paragrafo seguente.

## 1.5 Obiettivi e struttura della tesi

Alla luce delle carenze evidenziate, l'obiettivo di questo lavoro è la costruzione, la validazione e l'impiego del modello digitale a **base fisica** che costituisce il nucleo del DT di una rete di teleriscaldamento reale, finalizzato allo studio del **coordinamento tra sorgenti e accumulo termico con lo scopo di ridurre, e possibilmente annullare, il ricorso alle sorgenti ausiliarie fossili**. La scelta di un approccio a base fisica risponde direttamente a uno dei limiti riscontrati in letteratura, dove l'ottimizzazione operativa si fonda spesso su modelli semplificati incapaci di rappresentare il comportamento dinamico e dipendente dalla temperatura delle reti reali.

L'obiettivo generale si articola in alcuni obiettivi specifici: costruire il **modello matematico** della rete, comprensivo della formulazione dei parametri di scambio termico; configurare il simulatore per riprodurre il funzionamento della rete in uno scenario invernale realistico; validarne il comportamento rispetto alle condizioni di esercizio note dell'impianto; e condurre una serie di scenari che, variando la disponibilità delle sorgenti di recupero, la taglia dell'accumulo e la collocazione temporale degli interventi di manutenzione, permettano di valutare la risposta della rete e il contributo dell'accumulo alla riduzione del ricorso alle sorgenti ausiliari**e**. L'integrazione di un agente di ottimizzazione AI, naturale estensione di questo lavoro, esula dagli obiettivi della presente tesi ed è discussa tra gli sviluppi futuri.

La tesi è organizzata in cinque capitoli. Il presente Capitolo 1 ha inquadrato il lavoro nella letteratura, ripercorrendo l'evoluzione delle reti di teleriscaldamento, il concetto di DT e le sue applicazioni, e

individuando le carenze che motivano il lavoro. Il Capitolo 2 sviluppa il modello matematico della rete, partendo dai fondamenti idraulico-termici e dalla costruzione dei parametri di scambio termico. Il Capitolo 3 descrive il caso di studio e la costruzione del modello di simulazione, dalla configurazione della rete ai profili di domanda e alle condizioni climatiche. Il Capitolo 4 presenta e discute i risultati delle simulazioni, dalla validazione dell'esercizio nominale agli scenari di indisponibilità delle sorgenti e all'analisi dell'accumulo termico. Il Capitolo 5 rilegge i risultati alla luce delle carenze della letteratura, ne discute i limiti e i possibili sviluppi, fra i quali l'impiego del modello come strumento di progettazione di nuove reti.

# Capitolo 2. Modellazione matematica della rete di teleriscaldamento

La rappresentazione del comportamento della rete di teleriscaldamento richiede un modello capace di **descriverne insieme funzionamento idraulico e termico**. Per la costruzione del simulatore impiegato in questo lavoro si è adottata l'impostazione del modello idraulico-termico proposto da Liu et al. (2016), che accoppia un sotto-modello idraulico, dedicato alle portate, a un sotto-modello termico, dedicato alle temperature. I due sono descritti separatamente nei paragrafi seguenti.

## 2.1 Il modello idraulico-termico della rete

### 2.1.1 Parte idraulica

Il modello idraulico ha lo scopo di determinare le portate massiche circolanti in ciascun tubo e le relative perdite di carico, a partire dalle condizioni imposte ai nodi. La rete è descritta **come un grafo orientato**; i nodi rappresentano i punti in cui avviene uno scambio termico con una sorgente o un'utenza, oppure la confluenza di più rami, i rami rappresentano i tratti di tubazione, e la topologia è riassunta dalla matrice di incidenza **nodi-rami *A*** e dalla matrice di incidenza **delle maglie *B***.

Il primo vincolo è la **conservazione della massa a ciascun nodo**: la somma delle portate entranti eguaglia la somma delle portate uscenti. In forma matriciale:

$$A\dot{\mathrm{m}} = \dot{\mathrm{m}}_q \tag{2.1}$$

dove ***ṁ* è il vettore delle portate massiche** circolanti nei rami e $\dot{m}_q$ quello delle portate che attraversano ciascun nodo, ossia che interessano lo scambio termico **localizzato in quel punto**. La convenzione di segno distingue i nodi in cui il fluido riceve calore da una sorgente da quelli in cui lo cede a un'utenza.

La **relazione tra portata e perdita di carico** lungo ciascun tubo è di tipo quadratico:

$$h_f = K\dot{\mathrm{m}}|\dot{\mathrm{m}}| \tag{2.2}$$

dove $h_f$ è il vettore delle perdite di carico e *K* quello dei coefficienti di resistenza, che dipendono in larga misura **dal diametro della tubazione e sono ricavati dal fattore d'attrito**. Il valore assoluto mantiene la coerenza tra il **verso** della portata e quello della perdita di carico, qualunque sia la direzione del flusso.

Alla scala dell'intera rete vale **inoltre la conservazione dell'energia** lungo ogni maglia chiusa: la somma delle perdite di carico attorno a una maglia è nulla:

$$Bh_f = 0 \tag{2.3}$$

Combinando la (2.2) con la (2.3) si ottiene il **sistema che governa la distribuzione delle portate nella rete**:

$$BK\dot{\mathrm{m}}|\dot{\mathrm{m}}| = 0 \tag{2.4}$$

di natura non lineare e **risolto per via iterativa**. La soluzione del modello idraulico fornisce il campo delle portate **in ciascun ramo**, che costituisce il dato di ingresso del modello termico descritto nel paragrafo seguente.

Si precisa che il modello impiegato in questo lavoro adotta la formulazione idraulica qui richiamata per la determinazione delle portate circolanti nei rami, ma non ne risolve la componente relativa alle perdite di carico: la distribuzione delle portate è determinata dalle condizioni al contorno imposte ai nodi, e il

bilancio di pressione non interviene nel calcolo delle temperature, che costituisce l'oggetto del modello termico.

### 2.1.2 Parte termica

Il modello termico determina le temperature nei diversi punti della rete a partire dalle portate ottenute dal modello idraulico. A ciascun nodo si associano tre temperature: la temperatura di mandata $T_s$, la temperatura di uscita $T_o$ e la temperatura di ritorno $T_r$; quando a un nodo non avviene alcuna miscelazione, la temperatura di uscita **coincide con quella di ritorno** *(Liu et al., 2016)*.

La potenza termica scambiata a ciascun nodo lega una portata al salto di temperatura tra mandata e uscita:

$$\dot{Q} = C_p \dot{m}_q (T_s - T_o) \tag{2.5}$$

dove **Q̇ è la potenza termica**, positiva se immessa da una sorgente e negativa se prelevata da un'utenza, $C_p$ è il calore specifico dell'acqua e $\dot{m}_q$ la portata che attraversa l'utenza.

Lungo ciascuna tubazione il fluido si raffredda, cedendo calore all'ambiente circostante con andamento esponenziale della temperatura tra il nodo iniziale e quello finale del tubo:

$$T_{end} = (T_{start} - T_a) e^{-U'L/(C_p \dot{m})} + T_a \tag{2.6}$$

dove $T_a$ è la temperatura dell'ambiente esterno al tubo, $L$ la lunghezza della tubazione, $\dot{m}$ la portata che vi circola e U' la trasmittanza termica lineare della tubazione, che quantifica la dispersione verso l'esterno. Introducendo lo scarto di temperatura rispetto all'ambiente, la relazione si scrive in forma compatta

$$T'_{end} = T'_{start} \Psi \tag{2.7}$$

con $\Psi = e^{-U'L/(C_p \dot{m})}$. Si osserva che, a parità di tubo, una portata maggiore **comporta un raffreddamento minore**: il fluido attraversa il tratto più rapidamente e dissipa meno calore.

È in questo termine che interviene un'assunzione adottata in tutto il presente lavoro: il coefficiente $U'$ è valutato **trascurando la resistenza convettiva interna** tra fluido e parete del tubo. In una tubazione preisolata tale resistenza è piccola rispetto a quella dell'isolante, e la sua omissione ha una conseguenza importante sul piano del modello: $U'$ non dipende più dalla portata, ma **diventa una proprietà costante di ciascun tubo**, funzione unicamente della sua geometria, dei materiali e delle condizioni esterne. La sua costruzione è trattata nella sezione 2.3.

Infine, quando in un nodo confluiscono più flussi, la temperatura del fluido uscente **è la media delle temperature entranti** pesata sulle rispettive portate:

$$(\sum \dot{m}_{out}) T_{out} = \sum (\dot{m}_{in} T_{in}) \tag{2.8}$$

L'insieme di queste relazioni, la potenza scambiata ai nodi, il decadimento lungo i tubi e la miscelazione, consente di ricavare le temperature di mandata alle utenze e di ritorno alle sorgenti, **chiudendo il modello termico a partire dal campo di portate** determinato dal modello idraulico.

## 2.2 Il modello dinamico e gli scambiatori di calore

Il modello idraulico-termico descritto nella sezione precedente rappresenta la rete **in un singolo istante**. Per studiarne il funzionamento nel tempo, quindi l'alternarsi della domanda, l'intervento dell'accumulo, la riduzione delle sorgenti ausiliarie, il modello va esteso alla dimensione temporale.

A questo scopo si adotta **un approccio quasi-stazionario**, affiancato da un modello degli scambiatori di calore che collegano la rete alle utenze; i due sono descritti nei paragrafi seguenti.

### 2.2.1 L'approccio quasi-stazionario

Il modello dinamico non risolve il transitorio termico completo della rete, ovvero **non tiene conto dell'inerzia termica dei componenti della rete**. Adotta invece un approccio quasi-stazionario: il modello statico della sezione 2.1 viene risolto **ripetutamente su una griglia temporale discreta**, il cui passo, dell'ordine dell'ora, è configurabile. A ciascun passo i profili di temperatura esterna e di domanda fissano le condizioni al contorno, le sorgenti vengono dispacciate secondo priorità per coprire domanda e perdite, e il problema idraulico-termico accoppiato è risolto come **stazionario**. La dipendenza dal tempo entra attraverso tre canali: i **profili imposti**, **l'energia accumulata nello storage**, l'unico stato che si trasferisce da un passo al successivo, e una **stima delle perdite di rete ritardata di un passo**, esatta a regime. All'interno di ogni intervallo, quindi, la rete è trattata come stazionaria, mentre l'evoluzione nel tempo risiede nell'accumulo e nei profili.

Questo accoppiamento quasi-stazionario dei modelli idraulico e termico è uno degli approcci esaminati da Kuntuarova et al. (2024).

Costituisce **un'approssimazione legittima ed efficiente sul piano computazionale**, adeguata allo studio del bilancio energetico della rete su una stagione: le scale temporali di interesse, le ore, sono **molto più grandi dei transitori di propagazione interni alla rete**, che si esauriscono in tempi assai più brevi.

### 2.2.2 Il modello dello scambiatore di calore

Ogni utenza è **collegata alla rete tramite uno scambiatore di calore**, trasferendo energia termica dal lato primario, la rete, al lato secondario, l'edificio, senza miscelare i due fluidi. La potenza scambiata segue la relazione classica:

$$\dot{Q} = UA \cdot \Delta T_{lm} \tag{2.9}$$

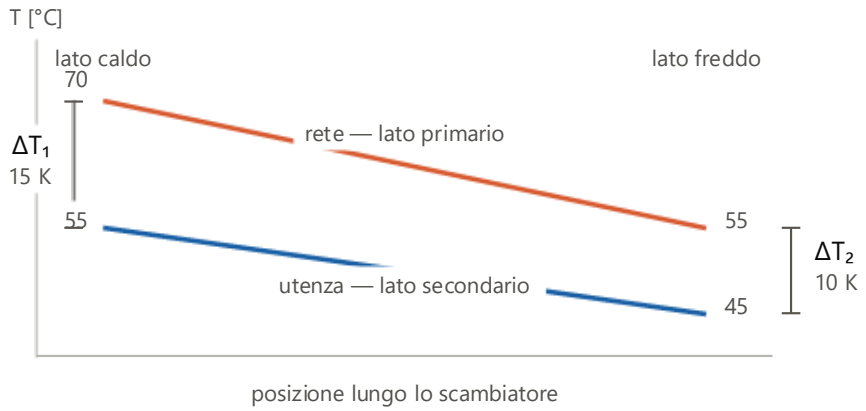
dove UA è il prodotto del **coefficiente globale di scambio per la superficie di scambio** *[W/K]* e $\Delta T_{lm}$ la differenza di temperatura media logaritmica tra i due lati. Per uno scambiatore in controcorrente quest'ultima si esprime a **partire dai salti di temperatura alle due estremità**:

$$\Delta T_{lm} = \frac{(\Delta T_1 - \Delta T_2)}{ln\left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}\right)} \tag{2.10}$$

con, al lato caldo, $\Delta T_1 = T_s - T_{s,sec}$ e, al lato freddo, $\Delta T_2 = T_r - T_{r,sec}$, avendo indicato con $T_s$ e $T_r$ la mandata e il ritorno lato rete e con $T_{s,sec}$ e $T_{r,sec}$ le corrispondenti temperature lato secondario. L'andamento delle temperature lungo lo scambiatore e la definizione dei due salti terminali sono illustrati nella Figura 2.1.

Profili di temperatura lungo lo scambiatore d'utenza

regime di dimensionamento: primario 70/55 °C, secondario 55/45 °C




I due circuiti procedono in controcorrente e non si miscelano: il fluido di rete entra alla propria temperatura di mandata e ne esce raffreddato, mentre il circuito dell'edificio si riscalda percorrendo lo scambiatore in verso opposto.

$\Delta T_{te} = (\Delta T_1 - \Delta T_2) / \ln(\Delta T_1 / \Delta T_2) = 12{,}33$ K

eq. 2.10, impiegata anche nella 2.20

*Figura 2.1 – Profili di temperatura lungo lo scambiatore d'utenza e definizione dei salti terminali che concorrono alla differenza media logaritmica. Elaborazione propria.*

Nella modalità di funzionamento adottata, la portata che attraversa il lato primario dello scambiatore è mantenuta costante al proprio valore nominale, mentre la **potenza richiesta varia nel tempo secondo il profilo di domanda dell'utenza**. Poiché la portata non si adegua alla richiesta, è la temperatura con cui il fluido lascia lo scambiatore e rientra in rete ad **assumere il valore che chiude il bilancio energetico**: quanto maggiore è la potenza sottratta, tanto più il fluido si raffredda.

$$T_r = T_s - \frac{\dot{Q}}{c_p \dot{m}} \tag{2.11}$$

Quando **UA e le temperature del secondario sono note**, la potenza effettivamente trasferita è limitata dalla capacità fisica dello scambiatore: la domanda può essere soddisfatta **solo fino al massimo che lo scambiatore consente**, e l'eventuale ammanco è registrato come deficit. È proprio questo limite di capacità a collegare il modello dello scambiatore al **dimensionamento di UA**: la costruzione della conduttanza UA, commisurata alla domanda massima di ciascuna utenza, ne determina la capacità e quindi l'attitudine a coprire il carico.

Tale costruzione è oggetto della sezione seguente.

## 2.3 Costruzione dei parametri di scambio termico

Il funzionamento della rete dipende da due parametri di scambio termico di natura diversa. Il primo è la **trasmittanza lineare delle tubazioni (U'),** che quantifica le dispersioni lungo la distribuzione e coincide con la grandezza già introdotta nel modello termico. Il secondo è la **conduttanza degli scambiatori installati alle sottostazioni** (UA), che regola il trasferimento di calore verso le utenze. Entrambi si costruiscono in questa sezione.

I paragrafi 2.3.1 e 2.3.2 trattano la trasmittanza dei tubi nelle due condizioni di posa, mentre il 2.3.3 affronta il dimensionamento della UA degli scambiatori. I simboli impiegati nel seguito per le grandezze di scambio termico, con le rispettive unità di misura, sono riepilogati nella Tabella 2.1.

| Simbolo | Grandezza | Unità |
|---|---|---|
| **λ materiale** | *conducibilità termica del materiale* | *W/(m·K)* |
| **U'** | *trasmittanza termica lineare della tubazione* | *W/(m·K)* |
| **h** | *coefficiente di scambio termico convettivo* | *W/(m²·K)* |
| **UA** | *conduttanza dello scambiatore di calore* | *W/K* |
| **R** | *resistenza termica lineare dello strato* | *(m·K)/W* |

*Tabella 2.1 – Simboli adottati per le grandezze di scambio termico. Elaborazione propria.*

### 2.3.1 La trasmittanza lineare dei tubi

La U' che regola le perdite lungo le tubazioni si costruisce a partire dalle proprietà fisiche del tubo. In una condotta preisolata il calore attraversa in successione la parete d'acciaio, l'isolante in schiuma poliuretanica e infine il mezzo esterno. Ogni strato oppone una resistenza termica, e le resistenze si sommano perché il flusso le incontra in serie. La sezione della tubazione e la corrispondente successione di resistenze termiche sono rappresentate nella Figura 2.2.

La geometria dei tubi segue la norma **EN 253**. Dal diametro interno $d_i$, dallo spessore della parete e da quello dell'isolante si ricavano il diametro esterno del tubo $d_e$ e il diametro esterno del rivestimento $d_r$. Le due resistenze conduttive per unità di lunghezza hanno la forma logaritmica propria della conduzione radiale:

$$R_{acciaio} = \frac{ln\left(\frac{d_e}{d_i}\right)}{2\pi\lambda_{acciaio}} \tag{2.12}$$

$$R_{isolante} = \frac{ln\left(\frac{d_r}{d_e}\right)}{2\pi\lambda_{isolante}} \tag{2.13}$$

dove $\lambda_{acciaio}$ e $\lambda_{isolante}$ sono le conducibilità dell'acciaio e dell'isolante.

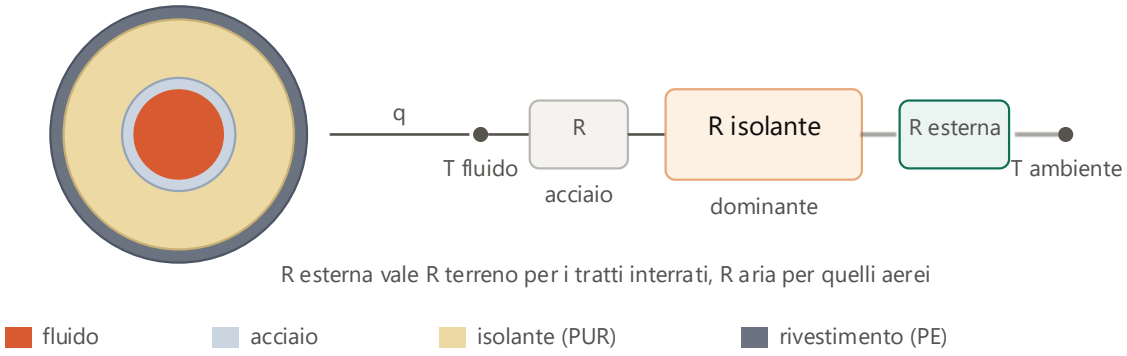
Il peso dei due termini è molto diverso. La resistenza dell'isolante è da dieci a cinquanta volte maggiore di quella della parete metallica: l'acciaio conduce bene, mentre la schiuma poliuretanica è concepita per ostacolare il passaggio del calore. Da qui discende la giustificazione dell'assunzione anticipata nel modello termico: trascurare la resistenza convettiva interna tra fluido e parete introduce sulla U' un errore inferiore al 2%, irrilevante rispetto al peso dell'isolante. L'omissione è legittima, e in più **rende la trasmittanza indipendente dalla portata**.

Aggiungendo alle due resistenze conduttive il termine esterno, che dipende dal tipo di posa e si tratta nel paragrafo seguente, si ottiene la resistenza totale. La trasmittanza lineare è il suo inverso:

$$U' = \frac{1}{R_{acciaio} + R_{isolante} + R_{esterno}} \tag{2.14}$$

Il confronto tra i metodi disponibili per le perdite dei tubi interrati, condotto da Wieland et al. (2024), colloca questa scelta su basi solide: l'approccio analitico stazionario è lo standard per il dimensionamento delle reti e si discosta di poco dai metodi numerici più onerosi, come gli elementi finiti.

Sezione della tubazione preisolata e resistenze termiche in serie




U′ = 1 / (R acciaio + R isolante + R esterna)

eq. 2.14

La resistenza dell'isolante prevale nettamente sulle altre due: da tale circostanza discende l'assunzione, adottata in tutto il lavoro, di trascurare la resistenza convettiva fra fluido e parete interna del tubo.

*Figura 2.2 – Sezione della tubazione preisolata e rappresentazione delle resistenze termiche in serie fra fluido e ambiente. Elaborazione propria.*

### 2.3.2 Tubi interrati e aerei

Il termine esterno $R_{esterno}$ che compare nella resistenza totale assume due forme diverse, a seconda che il tubo sia interrato o posato in aria.

Per un tubo interrato il calore si **disperde nel terreno circostante**. La resistenza corrispondente, $R_{terreno}$, si ricava con la formula analitica a immagine speculare:

$$R_{terreno} = \frac{ln\left(\frac{4z}{d_r}\right)}{2\pi\lambda_{terreno}} \qquad (2.15)$$

in cui $z$ è la profondità dell'asse del tubo rispetto alla superficie, $d_r$ il diametro esterno del rivestimento e $\lambda_{terreno}$ la conducibilità del terreno, assunta pari a ~ 1,5 W/(m·K) per un **suolo umido compattato**. È la forma stazionaria classica per le condotte interrate. Wieland et al. (2024), confrontandola con metodi più raffinati come quello multipolare della norma EN 13941 e con gli elementi finiti, mostrano che le differenze restano contenute e che l'approccio analitico è adeguato al dimensionamento.

I tratti aerei, presenti dove la rete attraversa ponti o strutture fuori terra, disperdono calore per convezione naturale verso l'aria. Il fenomeno riguarda un cilindro orizzontale, e la sua descrizione **parte dal numero di Rayleigh**:

$$Ra = \frac{g\beta\Delta T {d_r}^3}{\nu\alpha} \qquad (2.16)$$

che raccoglie l'accelerazione di gravità $g$, il coefficiente di dilatazione β valutato alla temperatura di film, il salto di temperatura tra parete e aria, il diametro del rivestimento e le proprietà dell'aria, ovvero *la viscosità cinematica* ν e *la diffusività termica* α. Dal numero di Rayleigh **si ricava il numero di Nusselt** attraverso la **correlazione di Churchill e Chu** per il cilindro orizzontale:

$$Nu = \left( 0{,}60 + \frac{0{,}387 Ra^{\frac{1}{6}}}{\left(1+\left(\frac{0{,}559}{Pr}\right)^{\frac{9}{16}}\right)^{\frac{8}{27}}} \right)^2 \quad (2.17)$$

valida su un ampio intervallo di regimi. Il coefficiente di scambio convettivo segue come $h = Nu \cdot \lambda_{aria} / dr$, e la resistenza esterna $R_{aria}$ è il suo inverso riferito alla superficie del rivestimento:

$$R_{aria} = \frac{1}{\pi d_r h} \quad (2.18)$$

Un aspetto merita attenzione. La temperatura di parete del rivestimento, da cui dipendono le proprietà dell'aria e il salto termico che alimenta la convezione, è valutata a partire dalla temperatura media del fluido circolante, assumendo che la caduta di temperatura attraverso gli strati conduttivi sia prevalentemente localizzata **nell'isolante**. L'approssimazione è coerente con il peso relativo delle resistenze discusso nel paragrafo precedente ed evita il **ricorso a un procedimento iterativo** che, a fronte di un onere di calcolo non trascurabile, produrrebbe scostamenti marginali sul valore della trasmittanza. A questo si aggiunge una seconda scelta. La trasmittanza dei tubi aerei viene congelata alla temperatura esterna di progetto e non ricalcolata ora per ora, perché sull'intero scenario invernale la sua variazione resta inferiore allo 0,5%, quindi trascurabile.

### 2.3.3 Il dimensionamento della UA degli scambiatori

Il secondo parametro da costruire è la conduttanza UA degli scambiatori, quella che nel modello dello scambiatore fissa la capacità di trasferire calore. A differenza della trasmittanza dei tubi, che discende dalla fisica del tubo, la UA si dimensiona **sulle condizioni di progetto di ciascuna utenza**.

Il criterio è garantire che lo scambiatore copra la domanda anche nelle condizioni più gravose. Si parte dalla domanda massima dell'utenza e la si maggiora del 30%, ottenendo una potenza di progetto che incorpora un margine:

$$\dot{Q}_{design} = 1{,}3 \cdot \dot{Q}_{max} \quad (2.19)$$

Il coefficiente di maggiorazione assolve a due funzioni distinte. La prima è **tenere conto della progressiva riduzione delle prestazioni dovuta allo sporcamento delle superfici di scambio**, fenomeno che nel corso dell'esercizio accresce la resistenza termica e riduce la potenza trasferibile a parità di condizioni. La seconda è garantire un **margine rispetto alla potenza di picco**, così che lo scambiatore resti in grado di soddisfare la domanda anche qualora questa ecceda il valore assunto in fase di dimensionamento. Il valore adottato, pari al 30%, è di uso corrente nel dimensionamento delle sottostazioni d'utenza.

Il fattore si applica tuttavia **soltanto agli scambiatori che devono ancora essere selezionati**, come quelli delle sottostazioni d'utenza. Quando il dispositivo è già stato scelto e la documentazione tecnica ne riporta le prestazioni, il margine è **già incorporato** nella selezione del costruttore: applicarvi un ulteriore coefficiente comporterebbe un doppio conteggio della riserva. In questi casi si adotta pertanto il valore dichiarato in scheda, ricavabile dal rapporto **fra il coefficiente globale di scambio a superficie pulita e quello necessario** a garantire la potenza di targa.

La conduttanza si ottiene dividendo la potenza di progetto per la differenza di temperatura media logaritmica alle condizioni di progetto, con il $\Delta T_{lm}$ calcolato in controcorrente secondo la relazione già introdotta [eq. 2.10]:

$$UA = \frac{\dot{Q}_{design}}{\Delta T_{lm}} \quad (2.20)$$

Tutti gli scambiatori **condividono lo stesso regime primario**, con la rete a 70 °C di mandata e 55 °C di ritorno, e si distinguono per il circuito secondario a cui sono accoppiati. Il salto logaritmico di ciascuno combina quindi temperature del lato rete con quelle del rispettivo secondario.

Il regime secondario adottato in fase di dimensionamento è di 45 °C in ritorno e 55 °C in mandata, con salto termico di 10 K, corrispondente alle condizioni di esercizio dei terminali installati negli edifici serviti.

I ventilconvettori a bassa temperatura tipici degli uffici e delle mense operano comunemente su regimi 45/55 °C, i pannelli radianti a parete e a soffitto su regimi 35/45 °C e i radiatori a bassa temperatura intorno ai 50 °C; l'intero parco terminali scambia quindi in una finestra di circa 45/55 °C, **coerente con quanto Lund et al. (2014) indicano** come temperatura di mandata tipica verso gli edifici in un sistema di quarta generazione.

È stata considerata in alternativa **un'ipotesi cautelativa**, con ritorno secondario a 40 °C e mandata a 60 °C, che avrebbe assorbito eventuali condizioni degradate di esercizio.

La verifica mostra però che le due ipotesi conducono al medesimo dimensionamento: con il primario a 70/55 la prima produce **salti terminali di 15 e 10 K**, la **seconda di 10 e 15 K**, e poiché la media logaritmica è simmetrica rispetto allo scambio dei due estremi il risultato è in entrambi i casi 12,33 K. La conduttanza di progetto è pertanto insensibile a questa scelta, e si adotta il regime **effettivo** dei terminali in quanto direttamente riscontrabile.

Il salto di 10 K sul secondario è più contenuto dei 15 K del primario: ne consegue una **portata secondaria maggiore di quella primaria**, condizione ordinaria nelle sottostazioni di rete a bassa temperatura.

La UA così determinata entra nel modello dello scambiatore [eq. 2.9] e ne fissa la capacità massima. Quando la domanda supera tale capacità, o quando la temperatura di rete in arrivo **scende sotto il valore previsto per via delle perdite, la potenza trasferibile risulta inferiore alla richiesta**, e l'ammanco viene registrato come deficit.

Il dimensionamento della UA lega così la costruzione geometrica del capitolo al comportamento operativo analizzato nei casi di studio.

## 2.4 Sorgenti, storage e utenze: formulazione del problema

Le sezioni precedenti descrivono i singoli mattoni del modello: il calcolo delle portate e delle temperature, la loro evoluzione nel tempo, i parametri di scambio termico. Resta da definire **come questi elementi si combinano nel problema operativo**, ovvero come, a ciascun istante, la domanda delle utenze viene coperta dalle **sorgenti**, **dall'ausiliaria** e **dall'accumulo**, e come si gestisce la situazione in cui il calore disponibile non basta. È questa formulazione a preparare i casi di studio del capitolo successivo.

### 2.4.1 Sorgenti principali e ausiliaria

A ogni passo temporale la domanda complessiva, aumentata delle perdite di rete, deve essere coperta dalle sorgenti disponibili. L'allocazione segue una **logica di priorità**. Le sorgenti sono ordinate per gruppi e servite in sequenza: la prima copre la domanda residua fino alla propria potenza massima, la successiva copre ciò che resta, e così via. Le sorgenti dello stesso gruppo si ripartiscono il carico. Il contributo di ciascuna è quindi il minimo tra la sua potenza disponibile e la domanda ancora scoperta:

$$\dot{Q}_{src,i} = min\left(P_{disp,i}, R_{i-1}\right) \tag{2.21}$$

con $R_{i-1}$ la domanda residua prima della sorgente *i*, aggiornata come $R_i = R_{i-1} - \dot{Q}_{src,i}$.

La sorgente ausiliaria interviene per ultima. A differenza delle principali **entra in funzione solo quando queste non bastano**, e copre esclusivamente il deficit residuo. La sua attivazione è governata da una soglia: sotto un valore minimo di deficit non si accende, così da evitare accensioni inutili a fronte di scompensi trascurabili. Nel dispatch occupa la posizione più bassa, quella del backup.

Questa gerarchia ha un significato diretto rispetto all'obiettivo del lavoro. L'ausiliaria rappresenta, nel modello, la **sorgente di natura fossile** che si intende ridurre o annullare. Ogni chilowattora coperto dalle sorgenti principali e dall'accumulo è sottratto all'ausiliaria. Minimizzare il ricorso al backup equivale allora a massimizzare la quota di domanda servita dal calore di recupero e dall'accumulo, ed è precisamente ciò che i casi di studio andranno a valutare.

### 2.4.2 Le utenze e le priorità

Non tutte le utenze hanno la stessa importanza. Un centro di ricerca o una sede amministrativa non tollerano interruzioni con la stessa serenità di un archivio: se il calore disponibile scarseggia, la rete deve poter trattare in modo differente questi casi. Per rendere possibile questa distinzione, a ciascuna utenza è associata una priorità scelta fra tre livelli: critica, standard e bassa.

La classificazione **descrive la tolleranza al disservizio** ed è lo strumento con cui, in fase di analisi, si separa ciò che deve restare protetto da ciò che può ragionevolmente subire una riduzione.

Nel modello adottato, tuttavia, la priorità non si traduce in un'interruzione selettiva delle utenze. Quando la domanda supera il calore disponibile, il simulatore non decide quali utenze sacrificare in base all'etichetta: il calore si distribuisce **secondo la fisica degli scambi**. La potenza trasferita a ciascuna utenza **dipende dalla capacità del suo scambiatore e dal $\Delta T_{lm}$ effettivamente disponibile** *[eq. 2.9]*, e quando la mandata di rete si abbassa il primo a saturarsi è lo scambiatore la cui capacità residua è già più vicina al limite. Il deficit compare quindi dove il **dimensionamento offre meno margine rispetto alla domanda richiesta**, non dove si trova un'utenza a bassa priorità. La quota di calore non fornita viene registrata per ciascuna utenza come energia non servita, che costituisce uno degli indicatori con cui si valuta la qualità dell'esercizio.

Ne segue che le priorità, così come sono trattate, **hanno un ruolo interpretativo** più che gestionale. Consentono di leggere i risultati verificando se le **utenze più critiche siano effettivamente servite nelle condizioni più gravose**, e in caso contrario di individuare nel dimensionamento la causa del disservizio. L'introduzione di una regola di dispatch attiva, che ripartisca il calore secondo l'ordine di priorità e disponga il distacco preferenziale delle utenze, rappresenta uno sviluppo naturale del modello e rientra tra le prospettive richiamate nel capitolo conclusivo.

### 2.4.3 L'accumulo termico

L'accumulo è rappresentato come un serbatoio d'acqua **dotato di uno scambiatore a serpentina**, attraverso il quale **scambia calore con la rete**. Due grandezze lo caratterizzano: la conduttanza UA della serpentina, che ne governa la velocità di carica e scarica, e il volume del serbatoio, che ne fissa la capacità di immagazzinamento. Lo stato dell'accumulo è descritto dalla temperatura del serbatoio, e con essa dal suo stato di carica, definito rispetto a un intervallo di temperature di esercizio.

A differenza delle sorgenti, l'accumulo non fa parte del dispatch: non riceve un ordine su quanto produrre, ma reagisce alle condizioni della rete secondo la fisica dello scambio. Il verso dello scambio dipende dal confronto tra la temperatura del serbatoio e quelle della rete. Quando la mandata di rete è più calda del serbatoio, l'accumulo assorbe calore e si carica, la situazione tipica dei momenti di surplus in cui la produzione supera la domanda. Quando invece il serbatoio è più caldo del ritorno di rete, l'accumulo cede calore e si scarica, contribuendo a coprire la domanda nei momenti di deficit. In entrambi i casi la potenza

scambiata segue la stessa relazione degli scambiatori d'utenza, il prodotto UA per la differenza di temperatura media logaritmica tra serbatoio e rete [eq. 2.9].

La potenza scambiata **modifica la temperatura del serbatoio**, che si aggiorna a ogni passo integrando l'energia scambiata sull'intervallo:

$$T_{sto}{}^{k+1} = T_{sto}{}^{k} + \frac{\dot{Q}_{sto}\Delta t}{mC_p} \tag{2.22}$$

dove *m* è la massa d'acqua contenuta e Cp il suo calore specifico. È proprio questa temperatura l'unica variabile di stato che il modello trasferisce da un istante al successivo, secondo l'approccio quasi-stazionario già descritto: l'accumulo è la memoria del sistema, ciò che collega il presente della rete al suo passato.

Il ruolo dell'accumulo rispetto all'obiettivo è a questo punto evidente. Immagazzinando il calore di recupero quando abbonda e restituendolo quando scarseggia, l'accumulo disaccoppia la produzione dalla domanda. È questo disaccoppiamento a rendere possibile la riduzione, e nelle condizioni favorevoli l'annullamento, del ricorso alla sorgente ausiliaria fossile. I casi di studio del capitolo seguente varieranno la capacità dell'accumulo e la sua gestione proprio per misurare fino a che punto tale obiettivo sia raggiungibile.

# Capitolo 3. Il caso di studio e il modello di simulazione

## 3.1 Descrizione del caso di studio e della rete in esame

La rete oggetto di studio recupera calore di scarto da un processo industriale e lo distribuisce a un insieme di utenze. **Nella configurazione di origine gli edifici, oggi serviti dalla rete erano riscaldati con generatori alimentati a gasolio da riscaldamento** *(light fuel oil)***; l'intervento di recupero ha sostituito tale fornitura fossile con il calore di scarto ridistribuito dalla rete**. Il gemello digitale ha pertanto finalità di osservazione computazionale del sistema esistente: consente di riprodurne il funzionamento, di verificarne la copertura da parte delle sorgenti di recupero e di analizzarne la risposta a condizioni di indisponibilità che sarebbe oneroso o rischioso indagare sull'impianto reale.

### 3.1.1 Il regime di progetto

L'intera rete è dimensionata su un regime primario di 70 °C in mandata e 55 °C in ritorno, con salto termico di 15 K. Il valore non è un'assunzione del presente lavoro: la documentazione tecnica del caso di studio fissa il caso nominale a 69,5 °C in ingresso e 54,5 °C in uscita, che si adottano arrotondati. Il ritorno a 55 °C coincide inoltre con la **temperatura richiesta in ingresso dai recuperatori**, così che le condizioni della rete e quelle delle sorgenti risultano reciprocamente coerenti.

Sul lato secondario, i terminali installati negli edifici operano su un regime di **55 °C in mandata e 45 °C** in ritorno, con salto di 10 K, coerente con la finestra di temperatura tipica dei **ventilconvettori e dei corpi scaldanti a bassa temperatura**.

Il fluido termovettore è l'acqua. La scelta dell'acqua **discende dalle condizioni di esercizio del caso di studio**. I circuiti operano a temperature costantemente superiori a quelle di congelamento e si sviluppano prevalentemente in tratti interrati o all'interno di edifici, condizioni che non rendono necessaria l'aggiunta di glicole. L'assenza dell'additivo è inoltre preferibile sul piano delle prestazioni, poiché le miscele acqua-glicole presentano calore specifico e conducibilità termica inferiori a quelli dell'acqua, con conseguente riduzione della capacità di trasporto termico a parità di portata.

### 3.1.2 Topologia della rete

All'origine della rete si trova un collettore principale, sul quale confluiscono le due sorgenti di recupero e il generatore ausiliario di riserva. Dal collettore si diparte una dorsale che alimenta, attraverso derivazioni successive, le dodici utenze distribuite lungo il tracciato. Al collettore **può essere associato un accumulo termico**, assente nella configurazione di base e introdotto negli scenari di gestione analizzati più avanti. La descrizione dettagliata delle sorgenti e dei loro parametri è **riportata nel paragrafo seguente**. Lo schema della rete è riportato nella Figura 3.1.

L'obiettivo dell'analisi, è studiare in che misura una gestione accurata dell'accumulo e delle sorgenti di recupero consenta di ridurre, e idealmente annullare, il ricorso al generatore ausiliario appena descritto, senza compromettere il servizio alle utenze che non tollerano interruzioni.

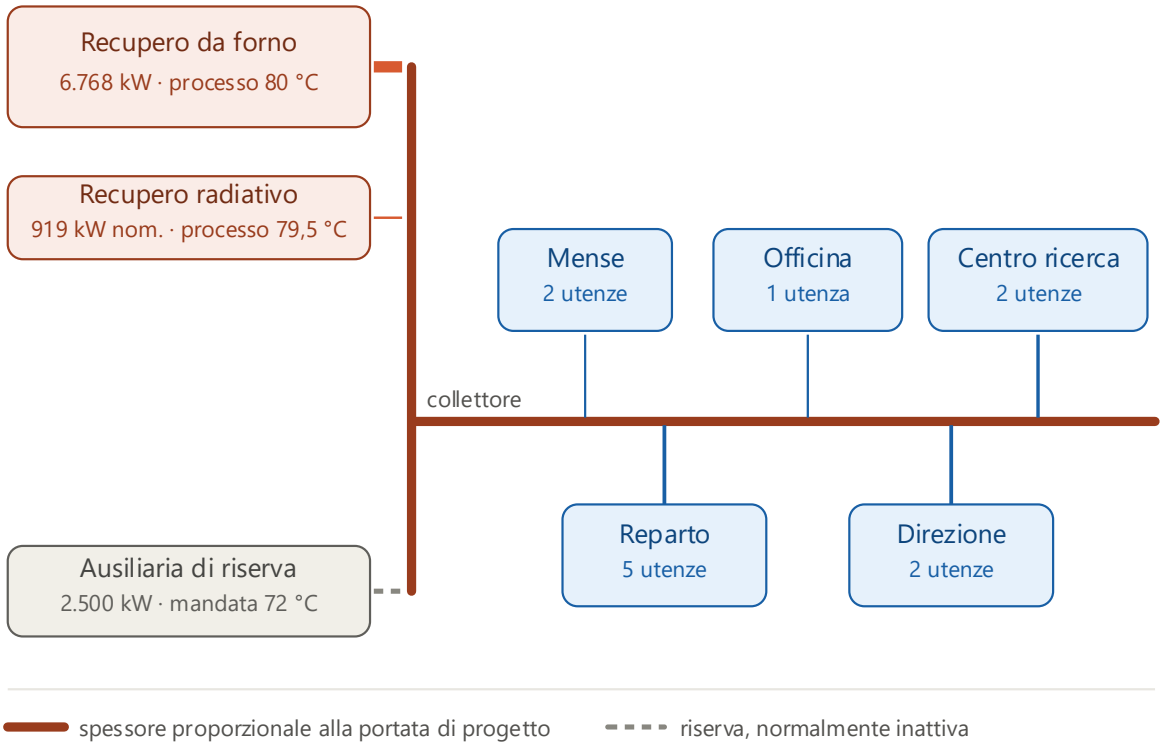



*Figura 3.1 – Schema semplificato della rete nella configurazione di base. Elaborazione propria.*

### 3.1.3 Le sorgenti e il generatore ausiliario

Il calore immesso in rete **proviene da due sorgenti di recupero**. Entrambe sono modellate come scambiatori di calore in controcorrente secondo il metodo esposto nel capitolo precedente, e restano in servizio quando il processo industriale da cui prelevano è attivo. Le due sorgenti **sono riconducibili al medesimo ciclo produttivo**, circostanza che ne rende la disponibilità mutuamente correlata.

La sorgente principale recupera il calore di scarto dal circuito di raffreddamento di un forno di processo, disponibile a temperatura pressoché costante di 80 °C, e cede alla rete una potenza nominale di 6.767,6 kW. È l'unica delle due a **disporre di un organo di regolazione sul circuito di provenienza**, che le consente di dosare la quota di calore ceduta alla rete: il calore non trasferito viene deviato attraverso un bypass e dissipato in ambiente da un sistema di raffreddamento ad aria dotato di ventilatori. Lo stesso bypass consente di mettere fuori servizio lo scambiatore di recupero, per esempio per interventi di manutenzione, senza interrompere il funzionamento del forno, il cui raffreddamento resta in tal caso interamente affidato ai ventilatori. Per questa ragione le è assegnata **la priorità secondaria nel dispacciamento**. La scelta discende da una duplice considerazione. Da un lato il calore reso disponibile dalla seconda sorgente non è rimandabile: viene ceduto dal prodotto durante il raffreddamento indipendentemente dalla richiesta della rete e, se non trasferito, è disperso nell'ambiente; conviene dunque utilizzarlo per primo. Dall'altro la potenza della sorgente principale è tale da **coprire da sola la quasi totalità del fabbisogno**, sicché relegarla al secondo posto non comporta alcun rischio di mancata copertura, mentre consente di sfruttare integralmente il recupero altrimenti perduto.

La seconda sorgente recupera per irraggiamento il calore ceduto dal prodotto durante il suo raffreddamento lungo una linea di trasferimento, **mediante unità modulari disposte lungo il percorso**. Ciascuna unità è affacciata a un **singolo elemento e ne assorbe il calore irraggiato**; la potenza complessivamente recuperabile è quindi proporzionale al numero di elementi simultaneamente presenti nella linea, limitato dalla sua capienza. Il calore captato **viene trasferito alla rete attraverso uno scambiatore intermedio**, dimensionato per una potenza nominale di 919,25 kW. A questa sorgente, priva

di possibilità di modulazione, è assegnata la priorità superiore: il calore che rende disponibile viene ceduto indipendentemente dalla richiesta della rete e, se non utilizzato, andrebbe comunque disperso.

Per entrambe le sorgenti la potenza indicata **costituisce il valore nominale dello scambiatore** che le collega alla rete. La potenza effettivamente immessa in ciascun istante è tuttavia determinata dalle condizioni di scambio, ossia dalle temperature dei due circuiti e dalle portate che li attraversano, e risulta in generale inferiore a tale valore. In particolare essa cresce al diminuire della temperatura di ritorno della rete, poiché un fluido più freddo accresce il salto termico disponibile allo scambiatore: la potenza recuperata non è pertanto una costante dell'impianto, bensì una grandezza **che dipende dallo stato di esercizio della rete**.

La caldaia ausiliaria, alimentata a combustibile fossile, ha la sola funzione di riserva. Ha una temperatura di mandata pari a 72 °C, e una potenza nominale di 2.500 kW; interviene unicamente quando le sorgenti di recupero non riescono a coprire la domanda residua, con una soglia di attivazione di 5 kW che ne previene la partenza in presenza di deficit trascurabili.

I parametri principali delle sorgenti sono **riassunti nella Tabella 3.1**. L'accumulo termico, che non fa parte della configurazione di riferimento, sarà **introdotto nel capitolo dedicato all'analisi dei risultati, dove se ne analizza l'**effetto negli scenari di gestione.

| Componente | T processo | P nominale | Priorità |
|---|---|---|---|
| **Recupero da circuito di raffreddamento forno** | 80 °C | 6.767,6 kW | 2 |
| **Recupero radiativo** | 79,5 °C | 919,25 kW | 1 |
| **Generatore ausiliario** | 72 °C | 2.500 kW | riserva, soglia 5 kW |

*Tabella 3.1 – Parametri principali delle sorgenti nella configurazione di base. Regime primario di progetto 70/55 °C. La priorità di dispacciamento riflette la modulabilità delle sorgenti e non la loro taglia. Elaborazione propria.*

### 3.1.4 Le utenze e le priorità

La rete serve **dodici utenze**, ciascuna collegata tramite uno scambiatore di calore. Le conduttanze UA di questi scambiatori **sono state dimensionate con il metodo descritto nel capitolo precedente**, a partire dalla domanda massima di ogni utenza maggiorata del margine di sicurezza, con le temperature di progetto del circuito secondario pari a 55 °C in mandata e 45 °C in ritorno. Le utenze differiscono sensibilmente per monte di chilowatt: si va da circa un centinaio di chilowatt, per le più piccole fino a oltre settecento per le più grandi, per un fabbisogno di picco complessivo dell'ordine dei **cinque megawatt**.

Ciò che le distingue non è però solo la taglia, **ma l'importanza del servizio**, che ne determina il comportamento in caso di scarsità. A ciascuna è assegnato uno dei tre livelli di priorità introdotti nel capitolo precedente. Le **utenze critiche** non tollerano interruzioni e **vanno garantite in ogni condizione**: vi rientrano i due edifici di un centro di ricerca e le due ali di una sede direzionale, dove la continuità del servizio è essenziale. Le utenze standard costituiscono il caso ordinario e comprendono la maggior parte dei carichi, dalle mense agli uffici, dalle officine ai laboratori. Una sola utenza, di natura accessoria, è classificata a bassa priorità e può sopportare una riduzione temporanea della fornitura.

Va precisato che questa classificazione ha valore esclusivamente analitico: nel modello **non altera la ripartizione del calore**, governata dalla sola fisica degli scambiatori, ma fornisce la chiave per interpretare a quali utenze un eventuale deficit vada a incidere.

La ripartizione è riassunta nella Tabella 3.2.

Nella lettura del comportamento della rete questa classificazione **costituisce una chiave di analisi**. In condizioni di calore sufficiente tutte le utenze sono servite regolarmente e la distinzione resta sullo sfondo. Diventa invece rilevante quando le sorgenti e l'accumulo non bastano, perché il deficit che ne consegue si distribuisce fisicamente fra le utenze in base alla capacità residua degli scambiatori, come descritto in 2.4.2.

Verificare se le utenze critiche continuino a essere servite anche nelle condizioni più gravose diventa allora **un indicatore diretto della bontà del dimensionamento** e del margine effettivo che la rete offre.

| Priorità | N. utenze | Funzioni tipiche |
|---|---|---|
| **Critica** | *4* | centri di ricerca, sedi direzionali |
| **Standard** | *7* | mense, uffici, officine, laboratori |
| **Bassa** | *1* | utenza accessoria |

*Tabella 3.2 – Le utenze per livello di priorità. Elaborazione propria.*

### 3.1.5 La domanda termica delle utenze

Le dodici utenze servite dalla rete sono edifici a destinazione terziaria e industriale, appartenenti a cinque categorie funzionali: spazi di ristorazione, officine, laboratori di ricerca, reparti produttivi e uffici direzionali. La loro caratterizzazione termica costituisce il dato di ingresso principale del modello, poiché da essa discendono sia il dimensionamento dei componenti sia l'entità del calore che la rete deve trasportare.

Ciascuna utenza è descritta da tre grandezze. La **potenza di picco** rappresenta il fabbisogno nella condizione climatica più severa dell'orizzonte considerato e costituisce il riferimento per il dimensionamento dello scambiatore di sottostazione. La **portata nominale** è quella che attraversa il lato primario dello scambiatore, mantenuta costante durante l'esercizio secondo quanto esposto nel capitolo precedente. La **conduttanza dello scambiatore** discende dalle prime due attraverso il procedimento di dimensionamento già illustrato.

I valori assunti da tali grandezze per ciascuna delle dodici utenze sono riportati nella Tabella 3.3.

| Utenza | Potenza di picco *[kW]* | Quota base *[kW]* | Portata nominale *[kg/s]* | Conduttanza UA *[W/K]* |
|---|---|---|---|---|
| *1* | 742,4 | 222,7 | 11,93 | 79.066 |
| *2* | 742,4 | 222,7 | 11,93 | 79.066 |
| *3* | 643,4 | 193,0 | 10,34 | 68.524 |
| *4* | 643,4 | 193,0 | 10,34 | 68.524 |
| *5* | 593,6 | 178,1 | 9,54 | 63.221 |
| *6* | 515,9 | 154,8 | 8,29 | 54.945 |
| *7* | 382,1 | 114,6 | 6,14 | 40.692 |
| *8* | 331,3 | 99,4 | 5,33 | 35.284 |
| *9* | 268,7 | 80,6 | 4,32 | 28.622 |
| *10* | 120,7 | 36,2 | 1,94 | 12.851 |
| *11* | 118,4 | 35,5 | 1,90 | 12.608 |
| *12* | 103,6 | 31,1 | 1,67 | 11.038 |
| Tot. | **5.205,9** | **1.561,7** | **83,67** | **554.441** |

*Tabella 3.3 – Caratterizzazione termica delle utenze servite. Elaborazione propria.*

La Figura 3.2 rende evidente la distribuzione dei fabbisogni fra le utenze.

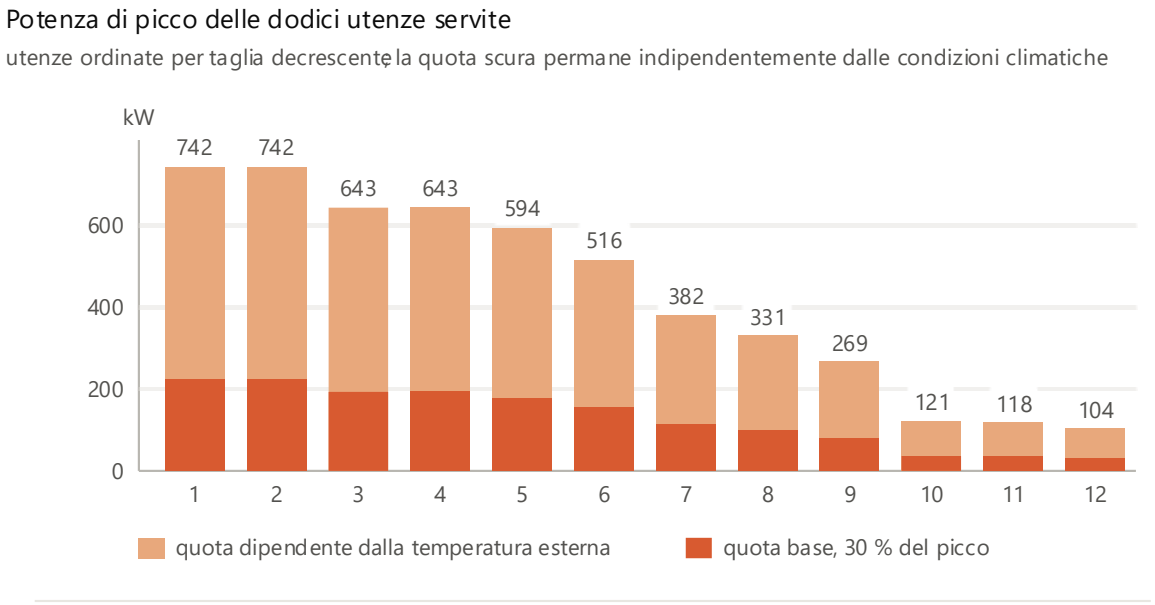



*Figura 3.2 – Distribuzione della potenza di picco fra le utenze servite. Elaborazione propria.*

## 3.2 Il simulatore: input, interfaccia e configurazione

La sezione precedente ha descritto la rete come sistema fisico. Questa descrive lo strumento con cui la si simula: **come si imposta** una simulazione, **cosa si può definire** e scegliere, e **come si compone** la configurazione di base impiegata nel lavoro. È il ponte tra il modello del capitolo precedente e i risultati presentati più avanti.

### 3.2.1 Impostazione di una simulazione

Una simulazione **si definisce specificando due cose**: rete e parametri di simulazione.

La rete è descritta **dai suoi nodi**, ovvero i componenti che la costituiscono, e **dalle tubazioni** che li collegano.

> I nodi sono di cinque tipi, uno per ciascun ruolo fisico: *le sorgenti, la sorgente ausiliaria, l'accumulo, le utenze e le giunzioni*. Le tubazioni **descrivono i collegamenti tra i nodi**, con la loro geometria e le condizioni di posa. I parametri della simulazione fissano invece le condizioni al contorno e le opzioni di esecuzione: il profilo di temperatura esterna, il passo temporale e la logica di dispacciamento.

Definiti questi elementi, il simulatore **risolve la rete a ogni passo temporale**, restituendo le grandezze di esercizio: le temperature e le portate in ogni ramo, la potenza fornita da ciascuna sorgente, lo stato di carica dell'accumulo e l'eventuale deficit. Gli input sono organizzati in forma strutturata e leggibile, il che rende una configurazione facile da ispezionare, modificare e riprodurre. Cambiare scenario significa allora **modificare pochi parametri lasciando invariato tutto il resto**, ed è proprio questa caratteristica a rendere possibile l'esplorazione sistematica degli scenari nei paragrafi seguenti.

### 3.2.2 I nodi e i loro parametri

La rete si costruisce a partire da **cinque tipi di nodo**, ciascuno corrispondente ad un ruolo fisico, più le tubazioni che li collegano.

Le sorgenti rappresentano gli apporti di calore di recupero. Ognuna è definita dalla temperatura di mandata, dalla potenza massima e dalla priorità di dispacciamento. **Quando è modellata come scambiatore di calore**, la modalità adottata in questo lavoro, una sorgente **porta con sé anche i parametri dello scambio** con il fluido di processo: la temperatura del processo, la portata e la conduttanza UA, dai quali la potenza erogabile è calcolata per via fisica anziché imposta. A una sorgente si può inoltre assegnare un profilo di disponibilità, che ne **riduce o annulla la potenza in certe ore**, utile per rappresentare le finestre di manutenzione.

La **sorgente ausiliaria** rappresenta il generatore di riserva, alimentato a combustibile fossile. È definita da una temperatura di mandata, da una potenza massima e da una soglia di attivazione: interviene solo quando il deficit supera quella soglia, e sempre con la priorità più bassa.

**L'accumulo** è il serbatoio termico. È caratterizzato dalla conduttanza UA del proprio scambiatore, analoga a quella che descrive gli scambiatori d'utenza, dalla quale dipende la potenza che il serbatoio può scambiare con la rete a parità di differenza di temperatura, e dal volume, insieme all'intervallo di temperatura di esercizio e alla temperatura iniziale. Il suo stato, la temperatura del serbatoio, **evolve nel tempo secondo quanto descritto nel capitolo precedente**.

Le utenze rappresentano i punti in cui il calore viene ceduto dalla rete verso l'esterno. Ciascuna porta un livello di priorità, una portata nominale e una domanda, che può essere costante o variare nel tempo secondo un profilo. Quando è collegata tramite uno scambiatore, una utenza specifica anche la conduttanza UA dello scambiatore e le temperature di progetto del circuito secondario.

**Le giunzioni sono nodi passivi:** rappresentano punti in cui le tubazioni si incontrano, senza produrre né consumare calore, e danno alla rete la sua struttura ramificata.

Le tubazioni, infine, descrivono i collegamenti. Ogni tubo è definito dai due nodi che unisce e dalla sua geometria e posa: diametro, spessore della parete e dell'isolante, profondità di interramento o tratto aereo, e lunghezza. Da questi il simulatore calcola la **trasmittanza termica lineare U' secondo il metodo esposto nel** capitolo precedente, oppure la accetta direttamente come valore. I tipi di nodo e i loro parametri principali sono riassunti nella Tabella 3.4.

| Tipo di nodo | Ruolo | Parametri principali |
|---|---|---|
| **Sorgente** | *immissione di calore di recupero* | T mandata, potenza max, priorità; *(**scambiatore**: T processo, portata, UA)*; disponibilità |
| **Ausiliaria** | *riserva alimentata a combustibile fossile* | T mandata, potenza max, soglia di attivazione |
| **Accumulo** | *serbatoio termico* | UA, volume, T iniziale, limiti T min/max |
| **Utenza** | *prelievo di calore* | priorità, portata nominale, domanda (costante o profilo); *(**scambiatore**: UA, T secondario)* |
| **Giunzione** | *nodo di collegamento* | nessuno |

*Tabella 3.4 – I tipi di nodo e i loro parametri principali. Le tubazioni, pur non essendo nodi, completano la rete: sono definite dai nodi estremi e dalla geometria di posa, da cui deriva la trasmittanza lineica. Elaborazione propria.*

Il diametro può essere fissato in due modi. Il primo è la scelta di uno **standard di tubazione**, come i tubi preisolati EN 253, tipici delle reti interrate, o i tubi in acciaio EN 10216: in questo caso diametro interno, spessore di parete e, per i preisolati, spessore dell'isolante vengono compilati in automatico. Il secondo è l'inserimento diretto del diametro interno, per geometrie non standard. A parete e isolante si associano poi i rispettivi materiali, e con essi la conducibilità termica: il simulatore **mette a disposizione un elenco di materiali di uso corrente**, dai vari acciai al rame e all'HDPE per il tubo, dalle lane minerali alle schiume poliuretaniche fino all'aerogel per l'isolante, applicando in automatico il valore di conducibilità corrispondente; resta comunque possibile inserire un valore personalizzato. I materiali disponibili e le rispettive conducibilità **sono raccolti nella Tabella 3.5**. La configurazione di base impiega, per l'isolante, la schiuma poliuretanica EN 253, con conducibilità di 0,024 W/(m·K).

Da questi dati la trasmittanza lineica può essere ottenuta in due modi. Nel primo, raccomandato, il simulatore la **calcola dalla geometria e dai materiali**, componendo le resistenze di parete, isolante e terreno o aria secondo il metodo esposto nel capitolo precedente. Nel secondo la si fornisce direttamente come valore, quando la si conosce da misura o da documentazione; a titolo indicativo, i **valori tipici vanno da circa 0,15 a 0,25 W/(m·K) per le tubazioni interne e da 0,35 a 0,60 per quelle aeree**, con le condotte interrate in posizione intermedia. La configurazione di base adotta ovunque il calcolo da geometria.

| Categoria | Materiale | **λ** *[W/(m·K)]* |
|---|---|---|
| Tubo | Acciaio al carbonio | *50* |
| Tubo | Acciaio inossidabile | *15* |
| Tubo | Rame | *390* |
| Tubo | HDPE | *0,4* |
| **Isolante** | Schiuma poliuretanica (PUR) EN 253 | ***0,024*** |
| **Isolante** | PUR standard | *0,028* |
| **Isolante** | PIR | *0,023* |
| **Isolante** | Lana minerale | *0,040* |
| **Isolante** | Lana di vetro | *0,035* |
| **Isolante** | Elastomerico (Armaflex) | *0,036* |
| **Isolante** | EPS | *0,038* |
| **Isolante** | XPS | *0,034* |
| **Isolante** | Aerogel | *0,015* |

*Tabella 3.5 – Materiali selezionabili per tubo e isolante e relativa conducibilità termica λ. La riga in grassetto è l'isolante adottato nella configurazione di base. Elaborazione propria a partire dalle opzioni del simulatore.*

### 3.2.3 I profili di ingresso: temperatura esterna e domanda

Due grandezze variabili nel tempo guidano la simulazione: **la temperatura esterna**, che è la condizione al contorno per le perdite delle tubazioni, **e la domanda di ciascuna utenza**. Il simulatore accetta entrambe in più formati, il che consente di adattare il livello di dettaglio ai dati disponibili.

Per la temperatura esterna sono previsti quattro formati. Il più semplice è un valore **costante**, mantenuto per tutto l'orizzonte, utile per prove a regime o per isolare altri effetti. Il secondo è una **lista di valori** fornita direttamente, ora per ora, adatta a inserire un profilo misurato. Il terzo è **una sinusoide sintetica**, generata a partire da pochi parametri, la temperatura minima e massima, l'ora del picco e il numero di intervalli, che riproduce la tipica oscillazione giornaliera. Il quarto è la **lettura da un file esterno**, che

permette di usare serie reali di lunga durata, selezionando eventualmente il periodo di interesse; è il formato adottato nella configurazione di base, che impiega una serie climatica reale.

Per la domanda la flessibilità è analoga. Una utenza a carico stabile può essere descritta da un valore costante. Una utenza a carico variabile **riceve invece un profilo**, cioè una sequenza di valori nel tempo, della lunghezza desiderata; qualora la sequenza sia più breve dell'orizzonte di simulazione, essa viene ripetuta ciclicamente fino a coprirlo, così che un profilo giornaliero possa descrivere un andamento che si ripete identico per l'intera durata della simulazione. Anche in questo caso è possibile leggere il profilo da un file esterno, per impiegare andamenti reali; è il formato adottato nella configurazione di base. I profili sono stati costruiti a partire dalla temperatura esterna, con un criterio che lega linearmente la domanda di riscaldamento alla differenza fra una temperatura di riferimento e quella esterna; la costruzione è descritta nel paragrafo 3.3.2.

Tutti i profili sono **allineati alla stessa base temporale della temperatura esterna**, così che a ogni passo il simulatore disponga di un insieme coerente di condizioni al contorno. Questa organizzazione consente di passare da uno scenario semplificato, a temperatura e domanda costanti, a uno realistico basato su serie misurate, cambiando soltanto il formato dell'ingresso, senza toccare la rete. I formati disponibili per temperatura esterna e domanda sono riassunti nella Tabella 3.6.

| Ingresso | Formato | Descrizione |
|---|---|---|
| **Temperatura esterna** | *costante* | valore unico su tutto l'orizzonte |
| | *lista di valori* | sequenza fornita direttamente *(ora per ora)* |
| | *sinusoide sintetica* | generata da minimo, massimo e ora di picco |
| | *file CSV* | serie reale letta da file, con selezione del periodo (usata nella configurazione di base) |
| **Domanda** | *costante* | valore fisso, per utenze a carico stabile |
| | *profilo (lista)* | sequenza temporale, ripetuta se più corta dell'orizzonte |
| | *file CSV* | profilo reale letto da file (usata nella configurazione di base) |

*Tabella 3.6 – Formati di ingresso per temperatura esterna e domanda. Elaborazione propria.*

### 3.2.4 Dispatch, passo temporale e la configurazione di base

Oltre ai profili di ingresso, due parametri governano l'esecuzione della simulazione. Il primo è **la logica di dispacciamento**, che stabilisce come le sorgenti vengono chiamate a coprire la domanda. Nel presente lavoro si adotta il **dispacciamento per priorità** descritto nel capitolo precedente: le sorgenti sono servite in ordine di priorità. Il secondo è il passo temporale, che fissa la risoluzione con cui l'orizzonte viene discretizzato. Un passo di un'ora, adottato in questo lavoro, è un compromesso ragionevole per lo studio del bilancio energetico su una giornata o una stagione: abbastanza fine da cogliere l'alternarsi della domanda e l'intervento dell'accumulo, senza appesantire il calcolo.

La configurazione di base riunisce gli elementi descritti finora e costituisce il riferimento da cui gli scenari successivi si discostano variando un parametro alla volta, rispetto alla quale sono definite tutte le varianti esaminate. Ne fanno parte la rete così come descritta al 3.1, con le sue dodici utenze e le due sorgenti di recupero; il fluido termovettore è l'acqua, i cui parametri sono letti dal database del simulatore. Non è presente nella configurazione di base alcun accumulo termico, la cui introduzione e analisi sono rimandate al capitolo dedicato all'analisi dei risultati.

Definita in questo modo, la configurazione di base rappresenta il **funzionamento della rete in condizioni tipiche** e serve da metro di paragone.

Il simulatore consente di scegliere il fluido termovettore che circola nella rete, poiché è il suo calore specifico a entrare nei bilanci energetici. Sono disponibili **tre opzioni**: **acqua**, con calore specifico di 4.190 J/(kg·K), **acqua-glicole al 30 %** con 3.600 J/(kg·K), e **olio diatermico**. Nella configurazione di base, e in tutti gli scenari del presente lavoro, il fluido adottato è **l'acqua**, secondo quanto motivato nel paragrafo 3.1.1. Le proprietà impiegate nel modello sono quelle dell'acqua alle temperature medie di esercizio della rete: densità di 981 kg/m³, calore specifico di 4.190 J/(kg·K) e conducibilità termica corrispondente. Tali valori sono assunti costanti sull'intervallo di temperature considerato, approssimazione lecita data la modesta escursione termica cui il fluido è soggetto.

Gli scenari del Capitolo 4 **ne modificano di volta in volta un aspetto**: la disponibilità della sorgente principale, la collocazione degli interventi di manutenzione e la taglia dell'accumulo.

Su questo impianto si costruisce lo scenario stagionale descritto nel paragrafo seguente, e su di esso si fondano i risultati presentati nel Capitolo 4.

## 3.3 Lo scenario stagionale: profili di domanda e temperatura esterna

Fissate le regole del modello, lo scenario di riferimento prende corpo **scegliendo i due profili che ne costituiscono le condizioni al contorno**: la **temperatura esterna** e la **domanda** di ciascuna utenza.

L'orizzonte adottato copre i **cinque mesi** da novembre a marzo, per un totale di 3.624 ore. La scelta risponde a due esigenze: rappresentare l'escursione climatica completa della stagione di riscaldamento, dal mese autunnale mite al cuore dell'inverno, e disporre di un **intervallo sufficientemente esteso** perché il comportamento della rete possa essere confrontato in condizioni termiche sensibilmente diverse.

### 3.3.1 La temperatura esterna

La temperatura esterna è **quella reale del sito**, tratta dall'anno meteorologico tipo (Typical Meteorological Year) fornito dallo strumento PVGIS del Joint Research Centre della Commissione Europea, che ricostruisce un anno rappresentativo a partire da serie climatiche satellitari pluriennali [1]. Sull'orizzonte considerato essa varia tra un minimo di −5,03 °C e un massimo di 19,37 °C, con un valore medio di 5,78 °C. L'escursione fra i mesi è marcata: **novembre** presenta una **media di 10,27 °C**, **dicembre e gennaio** scendono rispettivamente a **3,89 e 3,50 °C**, mentre **febbraio e marzo** risalgono a **4,92 e 6,41 °C**.

L'impiego di una serie reale in luogo di un andamento sintetico risponde a una precisa esigenza metodologica. Un profilo **sinusoidale**, per quanto rappresentativo del ciclo giorno-notte, **riproduce una successione di giornate identiche e non contiene né le ondate di freddo né i periodi miti** che caratterizzano una stagione effettiva. Poiché uno degli obiettivi dell'analisi è verificare la risposta della rete al variare delle condizioni climatiche, la serie reale è la sola che consenta di osservare il sistema in condizioni non idealizzate.

### 3.3.2 La costruzione dei profili di domanda

Le potenze di picco delle singole utenze, riportate nel paragrafo 3.1.5, costituiscono il dato di partenza della costruzione. Esse descrivono tuttavia una sola condizione, la più gravosa: per simulare l'intera stagione occorre stabilire come la domanda di ciascuna utenza vari al variare della temperatura esterna.

[1] European Commission, Joint Research Centre, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/

Il criterio adottato è quello impiegato da Hernández et al. (2024) per stimare la domanda degli edifici serviti da una rete di teleriscaldamento. La domanda di riscaldamento cresce in modo lineare al diminuire della temperatura esterna.

Il primo punto è la condizione di progetto: alla temperatura più bassa della stagione la domanda deve **coincidere con la potenza di picco dichiarata**. Il secondo è la temperatura di equilibrio, al di sopra della quale il riscaldamento degli ambienti non è più richiesto. Oltre tale temperatura la domanda non si annulla, poiché permane una quota base indipendente dal clima, dovuta alla produzione di acqua calda sanitaria, alle cucine e alle apparecchiature di processo. La domanda oraria **risulta allora dalla somma di questa quota costante** e di una **quota di riscaldamento** che cresce linearmente fra le due temperature:

$$Q(T) = \boldsymbol{Q_{base}} + \left(Q_{picco} - Q_{base}\right)\frac{T_b - T}{T_b - T_{min}}$$

dove il termine frazionario **vale zero alla temperatura di equilibrio** e uno alla temperatura minima, e modula la sola componente climatica.

In letteratura una relazione di questo tipo, che **lega la domanda di un edificio alla temperatura esterna attraverso una retta preceduta da un tratto costante**, è nota come firma energetica dell'edificio. La separazione del fabbisogno in una componente climatica e in una indipendente dalle condizioni esterne è inoltre pratica consolidata nell'analisi delle reti di teleriscaldamento, come nel caso di studio di Schmidt et al. (2026).

I parametri della relazione hanno origini distinte, ed è opportuno esplicitarle. La potenza di picco $Q_{picco}$ è quella **dichiarata per ciascuna utenza nel documento di dimensionamento della rete** e non viene alterata. La temperatura minima $T_{min}$ è il valore più basso registrato dalla serie climatica sull'orizzonte considerato, pari a **–5,03 °C**, ed è quindi un dato e non un'assunzione. La temperatura di equilibrio $\boldsymbol{T_b}$ è assunta pari a 15 °C, valore convenzionale nei calcoli a gradi-giorno per il clima europeo. La quota base è **fissata al 30 % della potenza di picco**, uniformemente per tutte le utenze. Il metodo di costruzione del profilo è illustrato nella Figura 3.3.

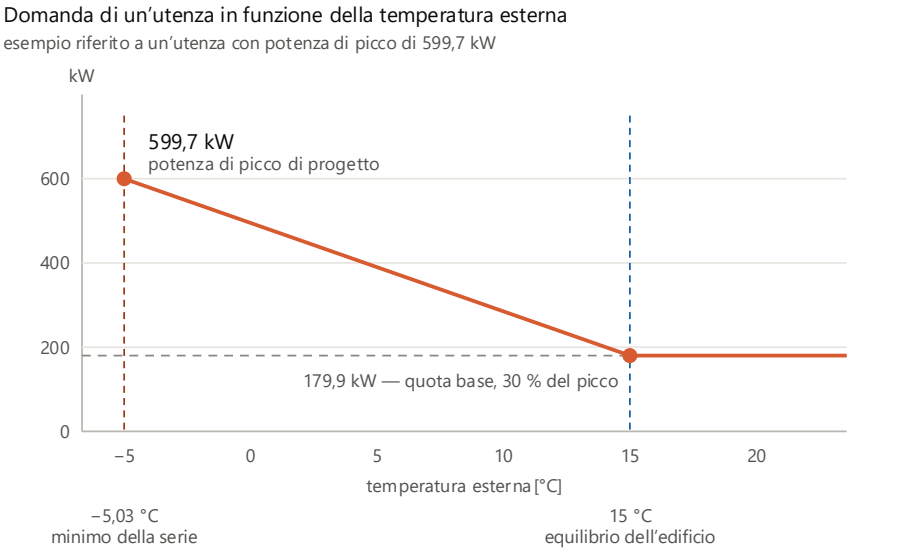



***Figura 3.3** – Costruzione del profilo di domanda di un'utenza con il metodo della firma energetica. Elaborazione propria.*

La costruzione assicura il rispetto del vincolo di dimensionamento. Quando la temperatura esterna eguaglia $T_b$ il termine frazionario si annulla e resta la sola quota base; quando eguaglia $T_{min}$ il termine vale l'unità e la domanda coincide esattamente con la potenza di picco di progetto. Ne consegue che il valore dichiarato nei documenti di dimensionamento viene raggiunto una sola volta nell'intera stagione, in corrispondenza dell'ora più fredda, e non ripetutamente come accadrebbe adottando profili giornalieri identici replicati sull'orizzonte. La potenza di progetto **conserva così il significato che le è proprio**, quello di **condizione estrema di dimensionamento** e non di regime ordinario di esercizio.

L'applicazione della relazione a tutte le utenze è riportata nella Tabella 3.7, che ne indica la domanda oraria in corrispondenza di cinque valori della temperatura esterna. Ogni riga rappresenta la retta di un'utenza valutata in cinque punti: la prima colonna coincide con la quota base, l'ultima con la potenza di picco di progetto, e fra le due la domanda cresce in proporzione allo scostamento dalla temperatura di equilibrio.

| **Utenza** | **15 °C** *[kW]* | **10 °C** *[kW]* | **5 °C** *[kW]* | **0 °C** *[kW]* | **−5,03 °C** *[kW]* |
|---|---|---|---|---|---|
| *1* | 222,7 | 352,4 | 482,2 | 611,9 | 742,4 |
| *2* | 222,7 | 352,4 | 482,2 | 611,9 | 742,4 |
| *3* | 193,0 | 305,4 | 417,9 | 530,3 | 643,4 |
| *4* | 193,0 | 305,4 | 417,9 | 530,3 | 643,4 |
| *5* | 178,1 | 281,8 | 385,5 | 489,3 | 593,6 |
| *6* | 154,8 | 244,9 | 335,1 | 425,2 | 515,9 |
| *7* | 114,6 | 181,4 | 248,2 | 314,9 | 382,1 |
| *8* | 99,4 | 157,3 | 215,2 | 273,1 | 331,3 |
| *9* | 80,6 | 127,6 | 174,5 | 221,5 | 268,7 |
| *10* | 36,2 | 57,3 | 78,4 | 99,5 | 120,7 |
| *11* | 35,5 | 56,2 | 76,9 | 97,6 | 118,4 |
| *12* | 31,1 | 49,2 | 67,3 | 85,4 | 103,6 |
| *Tot.* | **1.561,7** | **2.471,3** | **3.381,3** | **4.290,9** | **5.205,9** |

*Tabella 3.7 – Domanda oraria di ciascuna utenza in funzione della temperatura esterna. La colonna a 15 °C coincide con la quota base, quella a −5,03 °C con la potenza di picco. Elaborazione propria.*

Sommando i dodici profili si ottiene la **potenza che la rete deve fornire alle utenze nel corso della stagione**: il fabbisogno complessivo ammonta a 11.757 MWh sull'orizzonte considerato, con un picco di 5.206 kW raggiunto nell'ora più fredda. L'andamento di tale potenza, posto a confronto con quello della temperatura esterna, è riportato nella Figura 3.4.

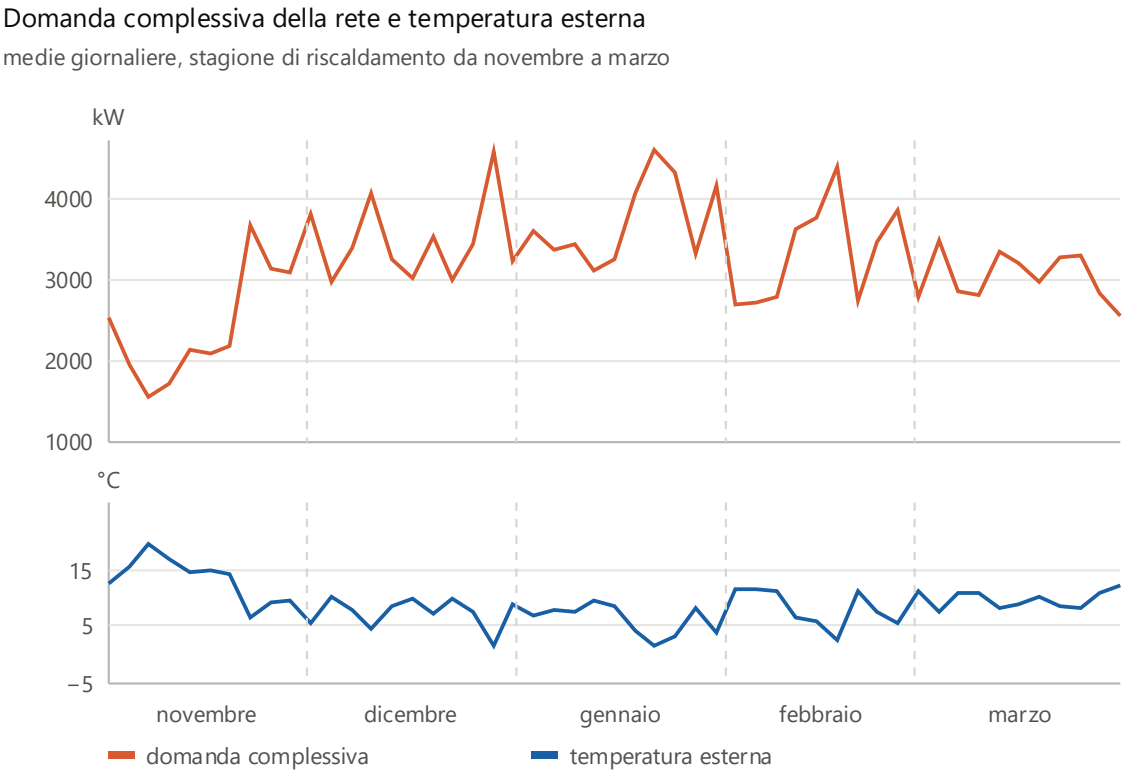



*Figura 3.4 – Andamento della potenza richiesta dalle utenze e della temperatura esterna nel corso della stagione, medie giornaliere. Elaborazione propria.*

# Capitolo 4. Risultati e discussione

Il presente capitolo raccoglie i risultati delle simulazioni condotte con il modello descritto nel capitolo precedente. L'esposizione procede **per scenari**: ciascuno è definito da **una variazione** rispetto alla configurazione di base e mira a **isolare l'effetto di un singolo fattore sul comportamento della rete**. I risultati sono discussi contestualmente alla loro presentazione, così da mettere in evidenza il significato fisico di ciascuna grandezza osservata prima di passare allo scenario successivo.

## 4.1 Le configurazioni analizzate

Le simulazioni presentate in questo capitolo derivano tutte dalla configurazione di base descritta nel Capitolo 3, dalla quale ciascuna si discosta **per un solo fattore**, così che l'effetto osservato possa essere attribuito senza ambiguità alla variazione introdotta. Le configurazioni sono riassunte nella Tabella 4.1.

La configurazione di base è simulata **sull'intera stagione di riscaldamento**, da novembre a marzo, e costituisce il riferimento per la validazione del modello discussa nel paragrafo 4.2. Tutte le altre configurazioni sono simulate sul bimestre **dicembre–gennaio**, pari a 1.488 ore. Si tratta dei mesi mediamente più rigidi della stagione, con una temperatura esterna media di **3,7 °C e un minimo di −4,7 °C**. Febbraio presenta **condizioni paragonabili**, pur con una media leggermente superiore, e contiene l'ora più fredda dell'intera stagione; il bimestre costituisce pertanto un banco di prova severo e rappresentativo delle condizioni invernali.

L'evento esaminato è **la manutenzione preventiva dello scambiatore di recupero del forno**. Come descritto nel paragrafo 3.1.3, il bypass del circuito di raffreddamento consente di mettere fuori servizio lo scambiatore **senza interrompere il funzionamento del forno**, il cui calore è in tal caso dissipato dai ventilatori. Per la rete l'intervento equivale alla temporanea indisponibilità della sorgente principale, mentre il recupero radiativo e l'ausiliaria restano in servizio. In ciascuna configurazione si considerano 6 interventi nel bimestre, della durata di una o di due ore.

Gli interventi sono collocati secondo due criteri: il primo, la **manutenzione a calendario**, riproduce l'impostazione tradizionale della manutenzione preventiva ciclica, nella quale gli interventi sono programmati a intervalli di tempo prefissati, stabiliti in base alle indicazioni del costruttore o all'esperienza di esercizio, indipendentemente dalle condizioni in cui si trova il sistema. Applicata a una rete di teleriscaldamento, tale logica **non tiene conto né della domanda termica né della capacità residua delle sorgenti**, sicché l'intervento può cadere anche nelle ore di massima richiesta; essa rappresenta quindi la condizione di riferimento, in assenza di qualsiasi supporto decisionale da parte del modello. Nella manutenzione a calendario gli interventi si ripetono a intervalli regolari di **dieci giorni a partire dall'inizio dell'orizzonte**, cadendo il 10, il 20 e il 30 dicembre e il 9, il 19 e il 29 gennaio, senza alcun riferimento alle condizioni della rete. Gli orari sono riferiti al tempo coordinato universale, come nella serie climatica impiegata. Nella **manutenzione pianificata** i medesimi sei interventi sono collocati nelle finestre in cui la richiesta della rete è minima, individuate con il modello stesso imponendo una **distanza di almeno 48 ore** fra un intervento e il successivo.

Poiché i due criteri differiscono **soltanto per la collocazione degli interventi**, il loro confronto quantifica il beneficio che si ottiene quando la manutenzione è programmata sulla base delle previsioni del modello digitale anziché secondo un calendario fisso.

Per ciascun criterio e ciascuna durata, la rete è simulata **senza accumulo** e con un **serbatoio da 50 o da 100 m³** collegato al collettore principale; nella manutenzione a calendario da due ore è considerata anche una taglia da 200 m³. I serbatoi da 50, 100 e 200 m³ sono caratterizzati rispettivamente da una

conduttanza dello scambiatore di ~14.500, ~23.000 e ~36.000 W/K e da una portata nel ramo di collegamento di ~14, ~17,50 e ~22,00 kg/s.

| Gruppo | Collocazione degli interventi | Durata | Accumulo | Orizzonte e altre variazioni |
|---|---|---|---|---|
| *Configurazione di base* | nessun intervento | — | nessuno | stagione novembre–marzo |
| *Manutenzione a **calendario*** | 6 interventi a intervalli di dieci giorni | 2 h | nessuno; 50, 100, 200 m³ | bimestre dicembre–gennaio |
| | 6 interventi a intervalli di dieci giorni | 1 h | nessuno; 50, 100 m³ | bimestre dicembre–gennaio |
| *Manutenzione **pianificata*** | 6 interventi nelle finestre di minima richiesta | 2 h | nessuno; 50, 100 m³ | bimestre dicembre–gennaio |
| | 6 interventi nelle finestre di minima richiesta | 1 h | nessuno; 50, 100 m³ | bimestre dicembre–gennaio |

*Tabella 4.1 – Configurazioni analizzate. Elaborazione propria.*

## 4.2 L'esercizio in condizioni nominali

La prima analisi valuta il **comportamento della rete in assenza di indisponibilità** delle sorgenti, cioè nella condizione di esercizio ordinario. Costituisce la **validazione del modello digitale**: il modello deve riprodurre la condizione di esercizio nota dell'impianto, nel quale la rete **copre il proprio fabbisogno con il solo calore di recupero**, e rispettare i dati di dimensionamento su cui è stato costruito. Si tratta di una validazione rispetto al comportamento atteso dal dimensionamento e alle condizioni di esercizio documentate; il confronto con serie temporali misurate sull'impianto, reso possibile dal collegamento fra **l'impianto e la sua controparte digitale**, costituisce lo sviluppo naturale di questa fase. I risultati sono riassunti nella Tabella 4.2.

| Mese | Domanda *[MWh]* | Perdite *[MWh]* | Forno *[MWh]* | Radiativo *[MWh]* | Ausiliaria *[MWh]* | Picco *[kW]* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *novembre* | *1.764,9* | *139,3* | *1.690,9* | *213,4* | *0* | *4.423,5* |
| *dicembre* | *2.665,7* | *146,6* | *2.492,6* | *319,7* | *0* | *5.153,3* |
| *gennaio* | *2.718,8* | *146,7* | *2.539,6* | *325,9* | *0* | *5.104,0* |
| *febbraio* | *2.282,3* | *132,0* | *2.140,4* | *274,0* | *0* | *5.205,9* |
| *marzo* | *2.325,1* | *145,6* | *2.191,1* | *279,6* | *0* | *4.485,7* |
| **Totale** | 11.756,8 | 710,3 | 11.054,6 | 1.412,6 | *0* | 5.205,9 |

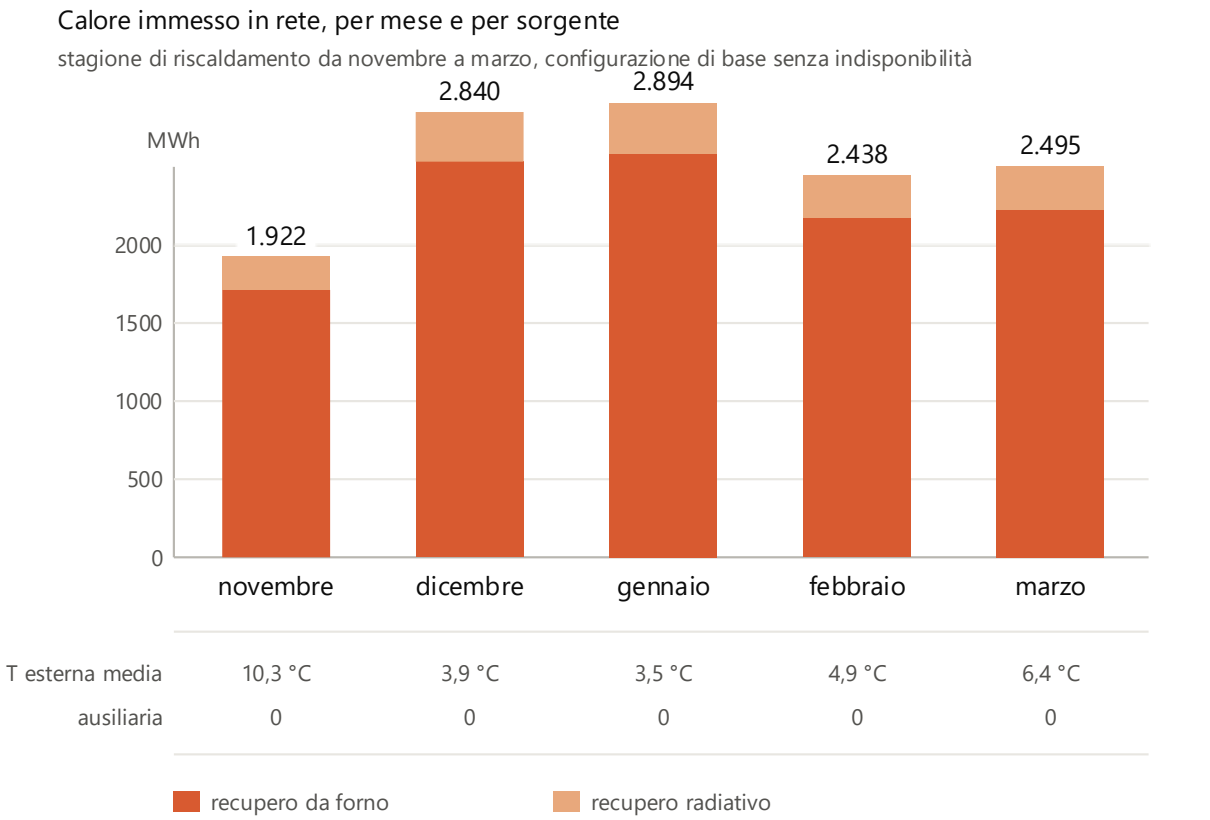
*Tabella 4.2 – Bilancio energetico stagionale della configurazione di base. Elaborazione propria.*

I due recuperi **coprono integralmente la domanda per l'intera stagione**. **Non si registra alcun deficit di fornitura**. Il calore complessivamente immesso in rete si compone di due contributi distinti: la domanda delle utenze, pari a 11.757 MWh, e le perdite di distribuzione, pari a 710 MWh. Tale calore è fornito per l'88,8 % dal recupero sul circuito di raffreddamento del forno e per l'11,2 % dal recupero radiativo.

La temperatura di mandata al collettore si mantiene compresa fra **76,9 e 77,8 °C** come media mensile, superiore ai 70 °C di progetto e stabile lungo tutta la stagione: le sorgenti non solo coprono la domanda in termini di energia, **ma la servono a un livello termico adeguato anche nei mesi più rigidi**.

Su base mensile, la domanda varia con la temperatura esterna: si passa dai 1.765 MWh di novembre, mese con temperatura media di 10,27 °C, ai 2.719 MWh di gennaio, con media di 3,50 °C, per una differenza del 54 %. La ripartizione fra le due sorgenti resta invece pressoché invariata da un mese all'altro, segno che entrambe seguono proporzionalmente il carico senza che il diverso livello di domanda ne alteri il ruolo reciproco.

Va osservato che i picchi mensili di domanda, compresi fra 4.424 e 5.206 kW, restano in ogni caso **inferiori alla potenza nominale della sola sorgente principale, pari a 6.767,6 kW**. La rete dispone quindi, in condizioni nominali, di un **margine di capacità considerevole**, ed è questa circostanza a rendere possibile la copertura integrale osservata. L'andamento mensile della copertura è illustrato nella Figura 4.1.




Le due sorgenti di recupero coprono integralmente la domanda: la caldaia ausiliaria non entra in funzione in nessuna delle 3.624 ore simulate. Domanda complessiva 11.877 MWh, perdite di distribuzione pari al 6,0 %.

***Figura 4.1** – Copertura mensile della domanda nella configurazione di base. Elaborazione propria.*

Il risultato consente di **quantificare il beneficio del recupero**. Poiché le sorgenti di recupero coprono l'intero fabbisogno senza che il generatore ausiliario entri mai in funzione, il calore di scarto **sostituisce integralmente la fornitura di gasolio da riscaldamento dell'assetto di origine** richiamato in apertura del paragrafo 3.1. Per stimarne il beneficio si considera il combustibile che sarebbe necessario a produrre il medesimo calore con generatori ad acqua calda **alimentati a gasolio**, assumendo per questi il rendimento di riferimento europeo previsto per gli impianti preesistenti.

I parametri adottati e le relative fonti sono riportati nella Tabella 4.3.

| Parametro | Valore | Fonte |
|---|---|---|
| **Rendimento** del generatore di riferimento | *89 %* | *Reg. (UE) 2015/2402* |

| Parametro | Valore | Fonte |
|---|---|---|
| **Net Calorific Value** del gasolio | 43,0 TJ/Gg | *Reg. (UE) 2018/2066; IPCC (2006)* |
| Fattore di emissione del gasolio | 74,1 t $CO_2$/TJ | *Reg. (UE) 2018/2066; IPCC (2006)* |
| Densità del gasolio | 0,84 kg/L | *EN 590* |
| Prezzo gasolio da riscaldamento | 0,705 €/L senza imposte<br>1,08 €/L con imposte | *Commissione Europea, Weekly Oil Bulletin, media UE novembre 2025 – marzo 2026* |

*Tabella 4.3 – Parametri adottati nella stima dei benefici del recupero e relative fonti.*

Il calore di recupero immesso in rete nella stagione di riscaldamento simulata, cioè nei cinque mesi da novembre a marzo, pari a 12.467 MWh, sostituisce con il rendimento assunto un consumo di combustibile di 14.008 MWh, pari a 50,4 TJ. Dividendo per il potere calorifico inferiore (*Net Calorific Value*), ossia l'energia termica **liberata dalla combustione completa di 1 kg** di combustibile, al netto del calore di condensazione del vapore d'acqua contenuto nei fumi, si ottengono **circa 1.170 t di gasolio**, corrispondenti a circa 1.400 $m^3$; moltiplicando per il fattore di emissione si ottengono circa 3.740 t di $CO_2$ non emesse nell'arco della stagione, pari a **300 kg per ogni MWh di calore recuperato**.

Il prezzo del combustibile è la **media europea della stagione di riscaldamento** 2025–2026, la più recente disponibile, scelta perché corrisponde ai mesi simulati. A seconda che si consideri il prezzo al netto o al lordo delle imposte, ne risulta un risparmio compreso fra circa 0,98 e 1,51 milioni di euro **nei cinque mesi della stagione di riscaldamento**, pari in media a circa **200–300 mila euro per ogni mese di esercizio invernale**. I risultati complessivi sono riassunti nella Tabella 4.4.

| Grandezza | Valore |
|---|---|
| Calore di recupero immesso in rete *[MWh/stagione]* | 12.467 |
| **Combustibile evitato**, rendimento 89 % *[MWh/stagione]* | ~14.000 |
| **Gasolio evitato** *[t/stagione]* | 1.173 |
| **Gasolio evitato** *[$m^3$/stagione]* | 1.396 |
| $CO_2$ non emessa *[t/stagione]* | 3.737 |
| $CO_2$ non emessa per unità di calore recuperato *[kg/MWh]* | 300 |
| Risparmio, prezzo **al netto delle imposte** *[k€/stagione]* | 984 |
| Risparmio, prezzo **al lordo delle imposte** *[k€/stagione]* | 1.508 |
| Risparmio medio mensile *[k€/mese]* | 197 – 302 |
| Risparmio **per unità di calore recuperato** *[€/MWh]* | 79 – 121 |

*Tabella 4.4 – Combustibile, emissioni e costi evitati dal recupero nella stagione di riscaldamento simulata, dal 1° novembre al 31 marzo (3.624 ore). Elaborazione propria sui parametri della Tabella 4.3.*

Poiché il calore recuperato segue l'andamento della domanda, anche il risparmio si distribuisce in modo **disomogeneo nel corso della stagione**, come riportato nella Tabella 4.5: si concentra nei mesi più rigidi, con un massimo in gennaio compreso fra circa 226 e 347 mila euro, mentre novembre, il mese più mite, contribuisce per circa due terzi di tale valore.

| Mese | Q recuperato *[MWh]* | Gasolio evitato *[$m^3$]* | $CO_2$ non emessa *[t]* | Risparmio *[k€]* |
|---|---|---|---|---|
| *novembre* | 1.904,3 | 213 | 571 | 150 – 230 |
| *dicembre* | 2.812,3 | 315 | 843 | 222 – 340 |
| *gennaio* | 2.865,5 | 321 | 859 | 226 – 347 |
| *febbraio* | 2.414,4 | 270 | 724 | 191 – 292 |
| *marzo* | 2.470,7 | 277 | 741 | 195 – 299 |
| **Stagione** | **12.467,2** | **1.396** | **3.737** | **984 – 1.508** |

*Tabella 4.5 – Ripartizione mensile del combustibile, delle emissioni e dei costi evitati. Il risparmio è riportato come intervallo fra il prezzo al netto e quello al lordo delle imposte. Elaborazione propria.*

Le stime dipendono dai parametri adottati, che incidono su di esse in misura diversa. Il rendimento agisce sia sul combustibile sia sulle emissioni: con rendimenti compresi fra 85 e 92 %, i valori di riferimento per le altre classi di impianto, le emissioni evitate **variano fra circa 3.620 e 3.910 t**. La densità incide sul solo volume, e quindi sul costo, per non più del 3 %.

Tale beneficio deriva interamente **da calore che il processo industriale produce in ogni caso e che**, in assenza della rete, verrebbe disperso in ambiente.

La copertura integrale e i benefici che ne derivano poggiano sul margine di capacità discusso sopra. L'analisi che segue **esamina che cosa accada quando tale margine viene meno**, e in particolare durante gli interventi di manutenzione sullo scambiatore di recupero del forno.

## 4.3 La manutenzione preventiva dello scambiatore del forno

Il presente paragrafo esamina la **manutenzione a calendario**, con interventi a intervalli fissi di dieci giorni indipendenti dallo stato della rete, **in assenza di accumulo e con durate di una e di due ore**. Tali configurazioni descrivono la risposta della rete alla perdita della sorgente principale nella sua forma più diretta, e costituiscono il riferimento rispetto al quale sono valutate, nei paragrafi successivi, la **pianificazione degli interventi e l'accumulo termico**.

### 4.3.1 Il bilancio durante l'intervento

Nell'ora che precede ciascun intervento la rete si trova nel proprio esercizio ordinario: la sorgente principale copre la quasi totalità della richiesta, in media 3.719 kW su 4.198 kW, e il recupero radiativo contribuisce con 479 kW. La Tabella 4.6 pone a confronto tale condizione **con quella media delle ore di intervento**, nel caso di interventi da due ore.

| Grandezza | Ora precedente l'intervento | Ore di intervento |
|---|---|---|
| *Domanda delle utenze [kW]* | 4.000 | 4.059 |
| *Perdite di distribuzione [kW]* | 198 | 158 |
| *Richiesta complessiva della rete [kW]* | 4.198 | 4.216 |
| *Sorgente principale [kW]* | 3.719 | 0 |
| *Recupero radiativo [kW]* | 479 | **927** |
| *Ausiliaria [kW]* | 0 | **~2.500** |
| *Domanda non servita [kW]* | 0 | 767 |
| *T di mandata al collettore [°C]* | 76,6 | 61,9 |
| *T di ritorno al collettore [°C]* | 64,6 | 52,1 |

*Tabella 4.6 – Bilancio medio orario della rete prima e durante gli interventi, manutenzione a calendario da due ore senza accumulo. Valori medi sui sei interventi, arrotondati. Elaborazione propria.*

Venuta meno la sorgente principale, la richiesta della rete **deve essere sostenuta dal recupero radiativo e dall'ausiliaria**. Quest'ultima entra in funzione e opera a piena potenza per l'intera durata di ciascun intervento. Il recupero radiativo, dal canto suo, quasi raddoppia il proprio contributo, portandosi da 479 a 927 kW, in prossimità del proprio valore nominale. Il fenomeno discende dal raffreddamento della rete: privata dell'apporto principale, la temperatura di mandata al collettore scende da 76,6 a 61,9 °C e quella di ritorno da 64,6 a 52,1 °C. Il fluido che rientra più freddo allo scambiatore intermedio offre un salto termico maggiore, e la sorgente radiativa trasferisce di conseguenza più calore. La sorgente accresce così

spontaneamente il proprio contributo proprio quando la rete ne ha maggior bisogno, secondo il meccanismo richiamato nel paragrafo 3.1.3.

L'insieme delle due sorgenti non è tuttavia sufficiente: restano scoperti in media 767 kW, pari al **18,9 %** della domanda delle utenze nelle ore di intervento. Il raffreddamento della rete ha anche un effetto secondario favorevole, riducendo le perdite di distribuzione da 198 a 158 kW, ma di entità modesta rispetto all'ammanco. L'andamento orario attorno all'intervento più gravoso, collocato il 30 dicembre, è illustrato nella Figura 4.2.

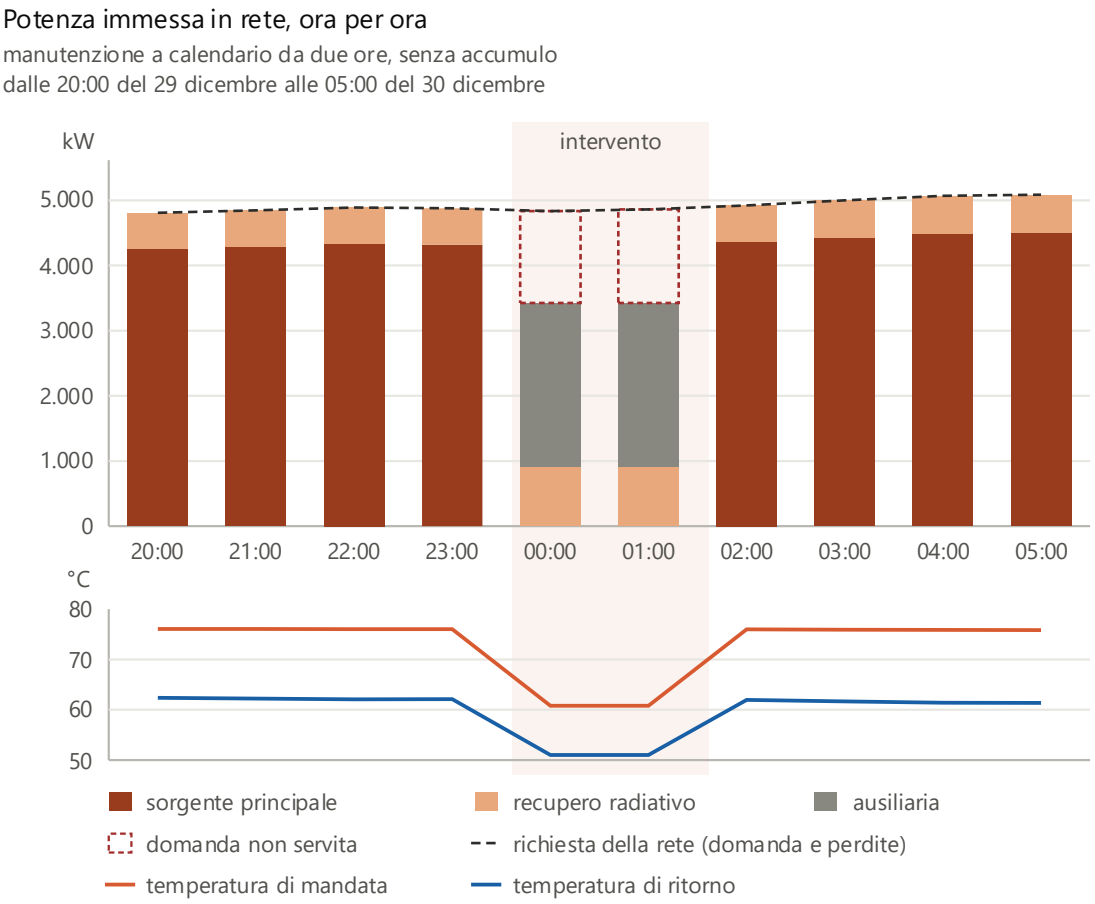



*Figura 4.2 – Andamento orario della rete attorno all'intervento del 30 dicembre, manutenzione a calendario da due ore senza accumulo: potenza immessa dalle sorgenti e domanda non servita (in alto), temperature di mandata e di ritorno al collettore (in basso). Elaborazione propria.*

La **domanda non servita** compare **esclusivamente nelle ore di intervento**: al di fuori di esse la rete torna immediatamente a coprire l'intero fabbisogno, senza che l'interruzione lasci effetti sulle ore successive. Sull'intero bimestre essa ammonta a 9,20 MWh con interventi da due ore e a 4,52 MWh con interventi da un'ora. Il rapporto fra i due valori, pari **al 49 %**, indica che **il deficit cresce in proporzione alla durata dell'intervento**: la potenza scoperta, 767 kW nel primo caso e 754 kW nel secondo, è sostanzialmente la stessa, e **l'energia non servita dipende dal solo numero di ore in cui essa si manifesta**.

### 4.3.2 La dipendenza dalle condizioni climatiche

L'entità del deficit varia sensibilmente da un intervento all'altro. La Tabella 4.7 ne riporta la ripartizione, insieme alla temperatura esterna e alla richiesta della rete nelle ore di ciascun intervento.

| Intervento | Data | Temperatura esterna *[°C]* | Richiesta della rete *[kW]* | Non servita, interventi da 2 h *[kWh]* | Non servita, interventi da 1 h *[kWh]* |
|---|---|---|---|---|---|
| *1* | *10 dicembre* | 2,0 | 4.083 | 1.297 | 616 |
| *2* | *20 dicembre* | 2,3 | 4.031 | 1.191 | 592 |
| *3* | *30 dicembre* | −2,2 | 4.847 | 2.845 | 1.410 |
| *4* | *9 gennaio* | 5,1 | 3.523 | 0 | 0 |
| *5* | *19 gennaio* | −0,9 | 4.610 | 2.356 | 1.156 |
| *6* | *29 gennaio* | 1,3 | 4.205 | 1.513 | 749 |
| **Totale** | **—** | **—** | **—** | **9.202** | **4.523** |

*Tabella 4.7 – Domanda non servita per ciascun intervento a calendario, in assenza di accumulo. Temperatura esterna e richiesta della rete sono medie sulle ore degli interventi da due ore. Elaborazione propria.*

Il terzo intervento, collocato il 30 dicembre con una temperatura esterna di −2,2 °C, vale da solo 2,85 MWh, il 31 % del totale, e i due interventi a temperatura negativa ne concentrano più della metà. All'estremo opposto il quarto, caduto nella giornata più mite fra le sei, a 5,1 °C, non lascia alcun deficit: **la richiesta della rete, 3.523 kW, resta alla portata del recupero radiativo e dell'ausiliaria**.

Poiché nel modello la domanda dipende dalla sola temperatura esterna, il deficit è **di fatto governato dalle condizioni climatiche del momento in cui cade l'intervento**. L'osservazione ha conseguenze pratiche immediate: trattandosi di manutenzione preventiva, e **dunque programmabile**, il momento dell'intervento è una variabile su cui il gestore può agire. Il paragrafo 4.4 sviluppa questa possibilità.

### 4.3.3 Le utenze critiche

Come anticipato nel paragrafo 2.4.2, in condizioni di scarsità il deficit si distribuisce **fisicamente fra le utenze in base alla capacità residua degli scambiatori**, e la verifica che le utenze critiche restino servite costituisce un indicatore diretto del margine offerto dalla rete. La Tabella 4.8 riporta, per ciascuna utenza, la quota della domanda non servita nelle ore degli interventi da due ore, con la numerazione della Tabella 3.3.

| Utenza | Priorità | Domanda nelle ore di intervento *[kWh]* | Domanda non servita *[kWh]* | Quota non servita *[%]* |
|---|---|---|---|---|
| *1* | critica | 6.946 | 1.338 | 19,3 |
| *2* | critica | 6.946 | 1.338 | 19,3 |
| *3* | critica | 6.020 | 1.149 | 19,1 |
| *4* | critica | 6.020 | 1.149 | 19,1 |
| *5* | standard | 5.554 | 1.045 | 18,8 |
| *6* | standard | 4.827 | 881 | 18,2 |
| *7* | standard | 3.575 | 673 | 18,8 |
| *8* | standard | 3.100 | 595 | 19,2 |
| *9* | standard | 2.514 | 439 | 17,4 |
| *10* | standard | 1.129 | 210 | 18,6 |
| *11* | bassa | 1.108 | 212 | 19,1 |
| *12* | standard | 969 | 175 | 18,1 |
| **Totale** | **—** | **48.705** | **9.202** | **18,9** |

*Tabella 4.8 – Ripartizione della domanda non servita fra le utenze, manutenzione a calendario da due ore senza accumulo. Elaborazione propria.*

La ripartizione risulta sostanzialmente uniforme: ogni utenza **perde fra il 17 e il 19 % della propria domanda**, con una media del 18,9 %. Durante l'intervento l'intera rete si porta a una temperatura di mandata di circa 61–62 °C, alla quale nessuno scambiatore d'utenza è in grado di trasferire la potenza richiesta, e il disservizio si ripartisce in misura pressoché proporzionale alla domanda di ciascuna utenza. Le quattro utenze critiche non fanno eccezione: perdono circa il 19 % della propria domanda, lievemente più della media, e poiché sono anche le quattro di taglia maggiore concentrano il 54 % dell'energia non servita.

La verifica dà dunque esito **negativo**: **con la manutenzione collocata a calendario nei mesi più rigidi, la rete non è in grado di garantire le utenze critiche**. Secondo l'impostazione del paragrafo 2.4.2, la causa va ricercata nel dimensionamento: la potenza dell'ausiliaria, sommata al recupero radiativo, non basta a sostituire la sorgente principale nelle ore più fredde, in cui la richiesta della rete supera i 4.500 kW. I paragrafi successivi esaminano due modi di superare questo limite senza intervenire sulla taglia dell'ausiliaria: la scelta del momento dell'intervento e l'accumulo termico.

## 4.4 La pianificazione della manutenzione preventiva

Il paragrafo precedente ha mostrato che il deficit prodotto dalla manutenzione **dipende quasi interamente dalle condizioni climatiche del momento in cui essa viene eseguita**. Trattandosi di manutenzione preventiva, quel momento **non è imposto e può essere scelto**. Il presente paragrafo esamina che cosa accade quando la scelta viene supportata dal modello digitale, collocando i medesimi sei interventi nelle finestre del bimestre in cui la richiesta della rete è minima.

### 4.4.1 Gli interventi nelle finestre di minima richiesta

Le finestre individuate dal modello per gli interventi da due ore **sono riportate nella Tabella 4.9**; quelle per gli interventi da un'ora **coincidono o differiscono di un'ora**. Cadono tutte in giornate comprese fra 8,7 e 9,7 °C, le più miti del bimestre.

| Intervento | Data e ora di inizio | Temperatura esterna *[°C]* | Richiesta della rete *[kW]* | Recupero radiativo *[kW]* | Ausiliaria *[kW]* | Domanda non servita *[kWh]* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *1* | 4 dicembre, 11:00 | 8,9 | 2.850 | 716 | 2.134 | 0 |
| *2* | 16 dicembre, 9:00 | 9,7 | 2.693 | 706 | 1.987 | 0 |
| *3* | 24 dicembre, 12:00 | 8,7 | 2.884 | 718 | 2.166 | 0 |
| *4* | 1 gennaio, 13:00 | 9,1 | 2.818 | 714 | 2.104 | 0 |
| *5* | 7 gennaio, 22:00 | 9,3 | 2.775 | 711 | 2.064 | 0 |
| *6* | 13 gennaio, 16:00 | 9,7 | 2.697 | 706 | 1.991 | 0 |

*Tabella 4.9 – Interventi pianificati da due ore: valori medi sulle ore di ciascun intervento. Orari riferiti al tempo coordinato universale. Elaborazione propria.*

In nessuno dei sei interventi, né con durata di due ore né con durata di un'ora, la rete lascia domanda non servita. L'ausiliaria entra in funzione **ma non raggiunge mai la propria potenza nominale**: eroga fra 1.974 e 2.169 kW, conservando in ogni istante un margine di almeno **330** kW. Il confronto con la manutenzione a calendario è riassunto nella Tabella 4.10.

| Grandezza | Calendario, 2h | Pianificata, 2h | Calendario, 1h | Pianificata, 1h |
|---|---|---|---|---|
| *T esterna media [°C]* | 1,3 | 9,2 | 1,4 | 9,3 |
| *Richiesta media della rete [kW]* | 4.216 | 2.786 | 4.198 | 2.775 |
| *Recupero radiativo medio [kW]* | 927 | 712 | 926 | 710 |
| *Ausiliaria, potenza media [kW]* | 2.522 | 2.074 | 2.518 | 2.064 |
| *Ausiliaria, energia erogata [MWh]* | 30,27 | 24,89 | 15,11 | 12,39 |
| *Domanda non servita [MWh]* | 9,20 | 0 | 4,52 | 0 |
| *T di mandata al collettore [°C]* | 61,9 | 71,1 | 62,1 | 71,1 |
| *T di ritorno al collettore [°C]* | 52,1 | 63,2 | 52,3 | 63,2 |
| *Utenze pienamente servite* | nessuna, in 10 ore su 12 | **tutte** | nessuna, in 5 ore su 6 | **tutte** |

*Tabella 4.10 – Confronto fra manutenzione a calendario e manutenzione pianificata, in assenza di accumulo. Valori medi sulle ore di intervento. Elaborazione propria.*

La differenza non riguarda soltanto l'annullamento del deficit. Poiché l'ausiliaria non satura, la rete conserva le proprie condizioni termiche: la temperatura di mandata al collettore si mantiene a 71,1 °C, contro i 61,9 °C della manutenzione a calendario, e quella di ritorno a 63,2 °C. Per la stessa ragione il recupero radiativo **non mostra l'incremento osservato nel paragrafo precedente e si ferma attorno ai 710 kW**: il fluido di rete rientra più caldo e il salto termico allo scambiatore intermedio resta contenuto. Anche l'energia erogata dall'ausiliaria si riduce, **di circa il 18 % in entrambe le durate**, perché la richiesta da coprire nelle ore pianificate è sensibilmente minore.

Soprattutto, tutte le dodici utenze risultano **pienamente servite in ogni ora di intervento**, comprese le quattro utenze critiche. La verifica proposta nel paragrafo 2.4.2, che con la manutenzione a calendario aveva dato esito negativo, risulta qui soddisfatta senza alcuna modifica del dimensionamento: a garantire le utenze critiche è la sola scelta del momento dell'intervento.

### 4.4.2 Una regola operativa

Il risultato può essere espresso in una forma direttamente utilizzabile nella gestione dell'impianto. Durante l'intervento la rete **dispone del recupero radiativo e dell'ausiliaria**, la cui capacità complessiva, assumendo l'ausiliaria alla potenza nominale e il recupero radiativo al valore osservato negli interventi, ammonta a **~3.400 kW**. La manutenzione **non lascia deficit quando la richiesta della rete resta al di sotto di tale soglia**. Poiché nel modello la richiesta **dipende dalla sola temperatura esterna**, la soglia può essere espressa direttamente in gradi, come illustra la Figura 4.3.

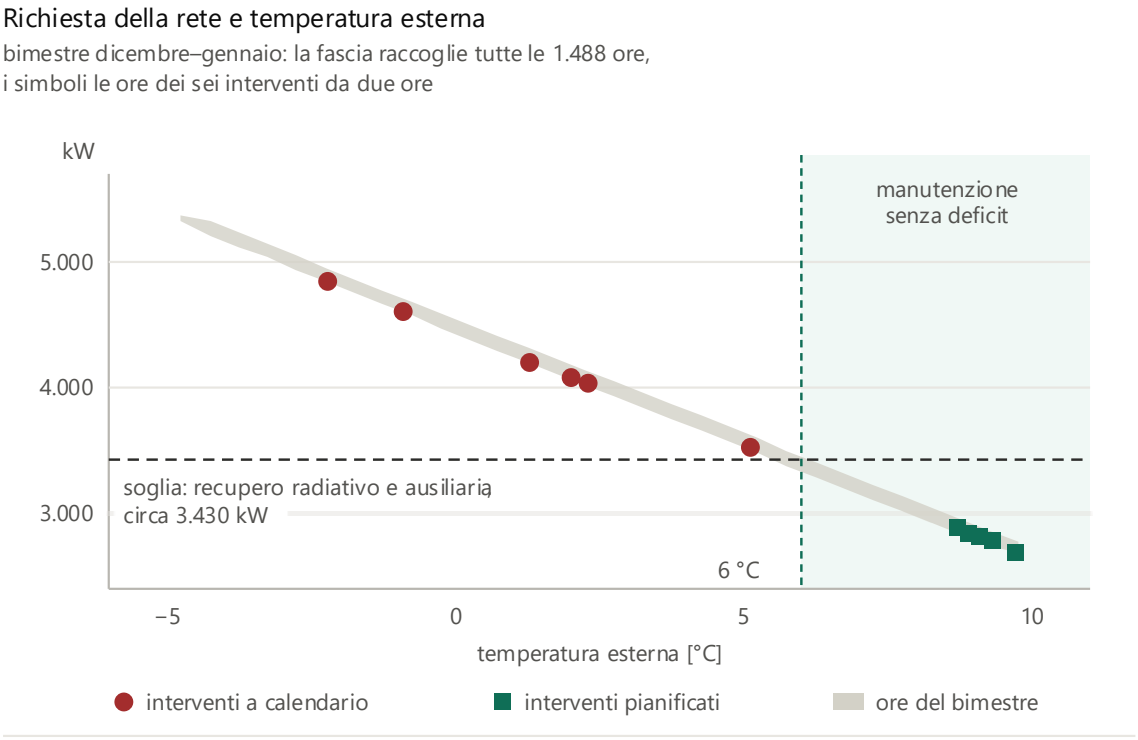



*Figura 4.3 – Richiesta della rete in funzione della temperatura esterna nel bimestre dicembre–gennaio, con la soglia di capacità durante l'intervento e la collocazione degli interventi a calendario e pianificati. Elaborazione propria.*

Sull'intera stagione di riscaldamento, tutte le **1.645** ore con temperatura esterna di almeno 6 °C presentano una richiesta **inferiore alla soglia**, mentre al di sotto di tale valore la quota di ore utilizzabili decresce rapidamente, come riportato nella Tabella 4.11.

| Temperatura esterna | Ore della stagione | Ore in cui la manutenzione non lascia deficit |
|---|---|---|
| *almeno 4 °C* | 2.390 | 71,7 % |
| *almeno 5 °C* | 2.019 | 84,9 % |
| *almeno 5,5 °C* | 1.840 | 93,2 % |
| *almeno 6 °C* | **1.645** | 100 % |

*Tabella 4.11 – Quota delle ore della stagione di riscaldamento nelle quali la manutenzione non lascia domanda non servita, in funzione della temperatura esterna. Elaborazione propria sui risultati della configurazione di base.*

Ne discende una regola: con una temperatura esterna di almeno 6 °C, lo scambiatore di recupero del forno può essere messo fuori servizio per manutenzione senza lasciare domanda non servita. Associata alle previsioni meteorologiche dei giorni successivi, essa consente di individuare con anticipo le finestre adatte alla manutenzione.

### 4.4.3 La dimensione stagionale

Applicando la medesima soglia ai risultati della configurazione di base sull'intera stagione, si ottiene la quota di ore in cui la manutenzione sarebbe possibile senza deficit, mese per mese, riportata nella Figura 4.4.

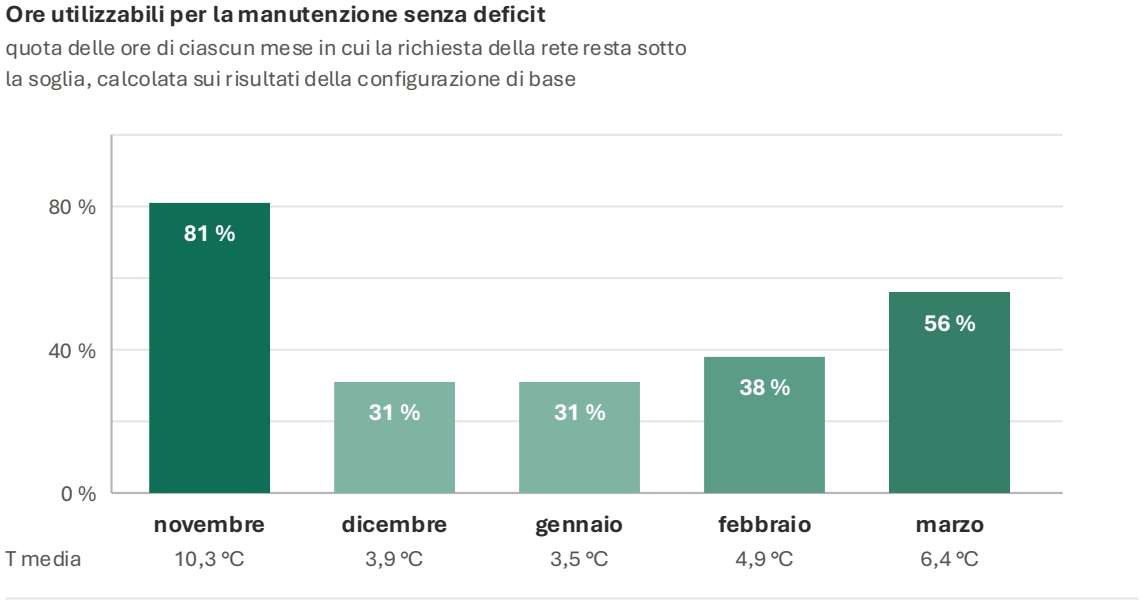



*Figura 4.4 – Quota delle ore nelle quali la manutenzione non lascia domanda non servita, per mese della stagione di riscaldamento. Elaborazione propria sui risultati della configurazione di base.*

La quota **varia fortemente nel corso della stagione:** in novembre quattro ore su cinque sono adatte all'intervento, in marzo più della metà, nel cuore dell'inverno soltanto una su tre. Febbraio, pur con una temperatura media più elevata di dicembre e gennaio, resta su valori vicini a quelli del bimestre, poiché contiene l'ora più fredda della stagione.

Sull'intera stagione la **manutenzione è possibile senza deficit nel 47 % delle ore**: è il valore medio stagionale, ottenuto rapportando le ore utilizzabili al totale delle ore della stagione di riscaldamento, che costituisce anche il riferimento per il confronto con le configurazioni dotate di accumulo (paragrafo 4.5.3).

Il modello non indica dunque soltanto l'ora in cui intervenire, ma anche il periodo: la manutenzione preventiva dello scambiatore trova la propria collocazione naturale all'inizio o alla fine della stagione di riscaldamento.

### 4.4.4 I limiti dell'analisi

Due aspetti vanno considerati nell'interpretare questi risultati. Il primo è che le finestre sono state individuate **conoscendo in anticipo la temperatura esterna dell'intero bimestre**, mentre nella pratica la pianificazione si baserebbe sulle previsioni meteorologiche, soggette a incertezza: il beneficio misurato rappresenta pertanto il massimo ottenibile, quello di una pianificazione condotta con previsioni esatte. La regola dei 6 °C consente tuttavia di tenere conto dell'incertezza: è sufficiente programmare l'intervento quando la temperatura prevista supera la soglia di un margine pari all'errore atteso della previsione. Se, per esempio, la previsione può discostarsi di 2 °C dalla temperatura effettiva, basta scegliere finestre con almeno 8 °C previsti: anche nel caso più sfavorevole la temperatura resterebbe al di sopra dei 6 °C e la manutenzione non lascerebbe deficit. Le finestre individuate nel bimestre, comprese fra 8,7 e 9,7 °C, rispettano già un margine di questo ordine.

Il secondo è che la scelta ha considerato **le sole condizioni della rete**. Due delle finestre individuate cadono il 24 dicembre e il 1° gennaio, date nelle quali un intervento di manutenzione sarebbe difficilmente programmabile; nella pratica i calendari del personale e l'organizzazione dei turni restringerebbero

ulteriormente la scelta. Cinque interventi su sei **cadono comunque in orario diurno, compatibile con la normale attività di manutenzione**, mentre quelli a calendario cadevano nelle ore notturne.

Quando l'intervento non può essere collocato nelle ore più miti, per vincoli organizzativi o perché il periodo non ne offre, resta la seconda opportunità esaminata in questo capitolo: disporre di **calore accumulato in anticipo**. Il paragrafo 4.5 ne valuta il contributo.

## 4.5 L'accumulo termico

L'accumulo termico costituisce la seconda opportunità esaminata in questo capitolo. Il suo contributo dipende dallo stato in cui si trova la rete quando l'intervento ha luogo: nella manutenzione a calendario la rete **non riesce a coprire la propria richiesta**, e il serbatoio ha un ammanco da colmare; nella manutenzione pianificata la richiesta è coperta, e il serbatoio può **soltanto alleggerire il lavoro dell'ausiliaria**. Il paragrafo esamina separatamente i due casi, e valuta poi in che misura l'accumulo ampli la finestra di pianificazione.

### 4.5.1 L'accumulo nella manutenzione a calendario

Nella manutenzione a calendario l'accumulo interviene in una rete che, durante l'intervento, non riesce a sostenere la propria richiesta. La Tabella 4.12 riporta la domanda non servita al variare della taglia del serbatoio, insieme all'energia che esso restituisce nelle ore di intervento.

| **Durata** | **Accumulo** | **Domanda non servita** *[MWh]* | **Riduzione** | **Scarica durante gli interventi** *[MWh]* | **Quota** *[%]***della scarica convertita in domanda servita** | *[%]* **Domanda non servita, utenze critiche** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *2 h* | nessuno | 9,20 | — | — | — | 19,2 % |
| *2 h* | 50 m³ | 7,52 | −18,3 % | 1,86 | 91 % | 15,7 % |
| *2 h* | 100 m³ | 6,62 | −28,0 % | 2,82 | 91 % | 13,9 % |
| *2 h* | 200 m³ | 5,10 | −44,6 % | 4,17 | 98 % | 10,7 % |
| *1 h* | nessuno | 4,52 | — | — | — | 18,9 % |
| *1 h* | 50 m³ | 3,59 | −20,6 % | 1,03 | 90 % | 15,1 % |
| *1 h* | 100 m³ | 3,11 | −31,3 % | 1,53 | 93 % | 13,1 % |

*Tabella 4.12 – Effetto dell'accumulo nella **manutenzione a calendario**. La quota relativa alle utenze critiche è riferita alla loro domanda nelle ore di intervento. Elaborazione propria.*

L'accumulo riduce la domanda non servita in misura crescente con il volume: **dal 18 al 45 % negli interventi da due ore, dal 21 al 31 % in quelli da un'ora**. Il calore restituito si traduce quasi integralmente in domanda servita, fra il 90 e il 98 %: durante l'intervento l'ausiliaria è già a piena potenza e il recupero radiativo prossimo al proprio valore nominale, sicché **ogni kilowattora ceduto dal serbatoio va a colmare l'ammanco**.

Ne beneficiano anche le utenze critiche, la cui quota di domanda non servita scende dal 19 % al 16, 14 e 11 % con le tre taglie. L'andamento è illustrato nella Figura 4.5.

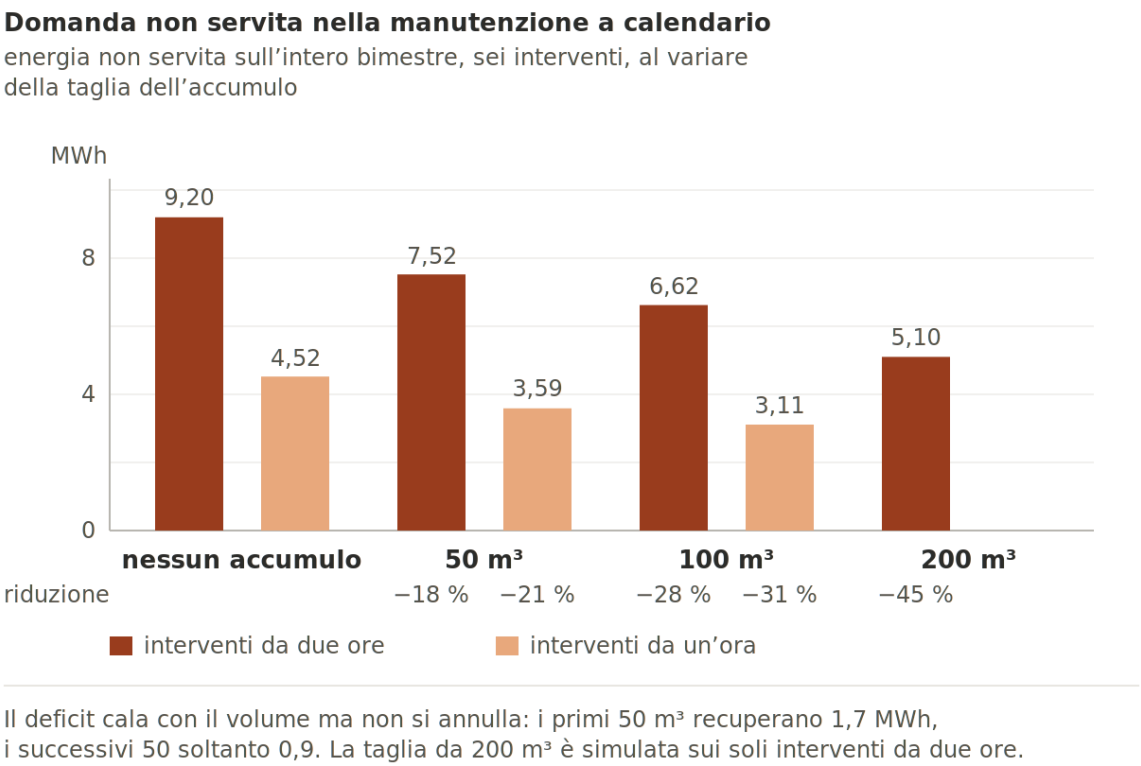



*Figura 4.5 – Domanda non servita nella manutenzione a calendario al variare della taglia dell'accumulo, per interventi da una e da due ore. Elaborazione propria.*

In nessun caso, tuttavia, il deficit si annulla, e il guadagno si riduce al crescere del volume: i primi 50 m³ recuperano **1,68 MWh**, i successivi 50 soltanto 0,90, e il passaggio da 100 a 200 m³ ne aggiunge 1,52, cioè 0,76 ogni 50 m³. La ragione è che il contributo dell'accumulo **è limitato dalla potenza che esso riesce a scambiare, non dall'energia che contiene**. Nella prima ora di intervento il serbatoio da 50 m³ cede in media 172 kW, quello da 100 m³ 254 kW e quello da 200 m³ 365 kW, a fronte di un ammanco medio di circa 770 kW; nella seconda ora la potenza cala del 10–20 % perché il serbatoio si raffredda. In due ore di intervento la sua temperatura scende di 5,3, 4,0 e 3,0 K rispettivamente, contro un salto disponibile di circa 13 K rispetto alla mandata della rete: il serbatoio impiega dunque soltanto dal 24 al 39 % dell'energia che potrebbe cedere. Per la stessa ragione la riduzione percentuale è leggermente maggiore negli interventi da un'ora, nei quali il serbatoio lavora soltanto nella prima ora, quella di potenza più elevata.

La scarica ha anche un effetto secondario sulla rete: restituendo calore al collettore, ne attenua il raffreddamento, e la temperatura di mandata durante l'intervento passa da 61,9 a 62,7, 63,0 e 63,5 °C con le tre taglie. Il ritorno più caldo **riduce di conseguenza, di pochi kilowatt, il contributo del recupero radiativo**.

Terminato l'intervento, il serbatoio si ricarica con il calore delle sorgenti di recupero, con una potenza iniziale di circa 50–60 kW che si riduce progressivamente; recupera il 90 % della temperatura persa in un tempo compreso fra mezza giornata e alcuni giorni, e in ogni caso prima dell'intervento successivo, distante dieci giorni. L'energia che l'accumulo mette a disposizione durante gli interventi proviene quindi dal calore di scarto raccolto nell'esercizio ordinario, **senza alcun consumo di combustibile aggiuntivo**.

### 4.5.2 L'accumulo nella manutenzione pianificata

Nella manutenzione pianificata la situazione è opposta: la rete **copre l'intera richiesta anche senza accumulo**, e l'ausiliaria lavora al di sotto della propria potenza nominale. Il serbatoio non ha dunque ammanchi da colmare, ma può ridurre il lavoro dell'ausiliaria. I risultati sono riportati nella Tabella 4.13.

| Durata | Accumulo | Scarica durante interventi *[MWh]* | Potenza di scarica, prima ora *[kW]* | Riduzione del recupero radiativo *[MWh]* | Energia erogata da AUX *[MWh]* | Variazione |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *2 h* | nessuno | — | — | — | 24,89 | — |
| *2 h* | 50 m³ | 0,76 | 71 | 0,51 | 24,65 | −1,0 % |
| *2 h* | 100 m³ | 1,17 | 106 | 0,66 | 24,39 | −2,0 % |
| *1 h* | nessuno | — | — | — | 12,39 | — |
| *1 h* | 50 m³ | 0,43 | 71 | 0,26 | 12,22 | −1,3 % |
| *1 h* | 100 m³ | 0,64 | 106 | 0,33 | 12,09 | −2,4 % |

*Tabella 4.13 – Effetto dell'accumulo nella manutenzione pianificata. Valori riferiti alle ore di intervento. Elaborazione propria.*

La riduzione dell'energia erogata dall'ausiliaria è reale ma modesta, fra l'1,0 e il 2,4 %, e le ragioni sono due. La prima è che il serbatoio scarica poco: nelle ore pianificate la rete resta calda, con una mandata di circa 71 °C, e il serbatoio, a circa 76 °C, dispone di un salto termico ridotto; la potenza ceduta nella prima ora è di 71 kW con 50 m³ e di 106 kW con 100 m³, meno della metà di quella osservata negli interventi a calendario. La seconda è che una parte del calore restituito non sostituisce l'ausiliaria: la scarica innalza la temperatura di ritorno della rete, da 63,2 a 64,9 °C, e lo scambiatore del recupero radiativo, disponendo di un salto termico minore, trasferisce meno calore. Più della metà dell'energia ceduta dal serbatoio, fra il 52 e il 67 %, si traduce così in una **riduzione del recupero radiativo**, e la parte restante in **riduzione del lavoro dell'ausiliaria**.

Il confronto fra i due casi mette in luce un comportamento dell'accumulo che ne definisce il ruolo: esso cede molto calore quando la rete è in difficoltà e non eccessivamente quando la rete è in equilibrio, perché è la differenza di temperatura fra serbatoio e rete a governare lo scambio.

### 4.5.3 L'accumulo e la finestra di pianificazione

I due casi esaminati non esauriscono il contributo dell'accumulo. Aggiungendo la propria potenza di scarica a quella del recupero radiativo e dell'ausiliaria, il serbatoio innalza la soglia di richiesta che la rete è in grado di sostenere durante l'intervento, e con essa amplia l'insieme delle ore in cui la manutenzione non lascia deficit. La Tabella 4.14 riporta la soglia e la corrispondente temperatura esterna per ciascuna taglia, stimate con la potenza di scarica media misurata negli interventi a calendario.

| Accumulo | Potenza media di scarica *[kW]* | Soglia di richiesta *[kW]* | Temperatura esterna minima *[°C]* | Quota *[%]* di ore utilizzabili, intera stagione | Quota *[%]* di ore utilizzabili, dicembre–gennaio |
|---|---|---|---|---|---|
| *nessuno* | — | 3.430 | 6,0 | 47 % | 31 % |
| *50 m³* | 155 | 3.580 | 5,0 | 56 % | 40 % |
| *100 m³* | 235 | 3.660 | 4,6 | 61 % | 45 % |
| *200 m³* | 347 | 3.770 | 4,0 | 67 % | 53 % |

*Tabella 4.14 – Soglia di richiesta, temperatura esterna al di sopra della quale la manutenzione non lascia deficit e quota di ore utilizzabili, al variare della taglia dell'accumulo. Elaborazione propria.*

Con 50 m³ la manutenzione è possibile senza deficit al di sopra di circa 5 °C, con 100 m³ al di sopra di 4,6 °C e con 200 m³ al di sopra di 4 °C, contro i 6 °C in assenza di accumulo. Sull'intera stagione la quota di ore utilizzabili sale dal 47 al 56, 61 e 67 %. Accanto al dato stagionale, la Tabella 4.14 **riporta quello del bimestre dicembre–gennaio perché si tratta del periodo più rigido della stagione**, nel quale la finestra di pianificazione è più ristretta e il contributo dell'accumulo è quindi più significativo: nel bimestre la quota

passa dal 31 al 40, fino al 45 poi 53 %. In dicembre, con 200 m³, la quota passa dal 31 al 54 %, come mostra la Figura 4.6.

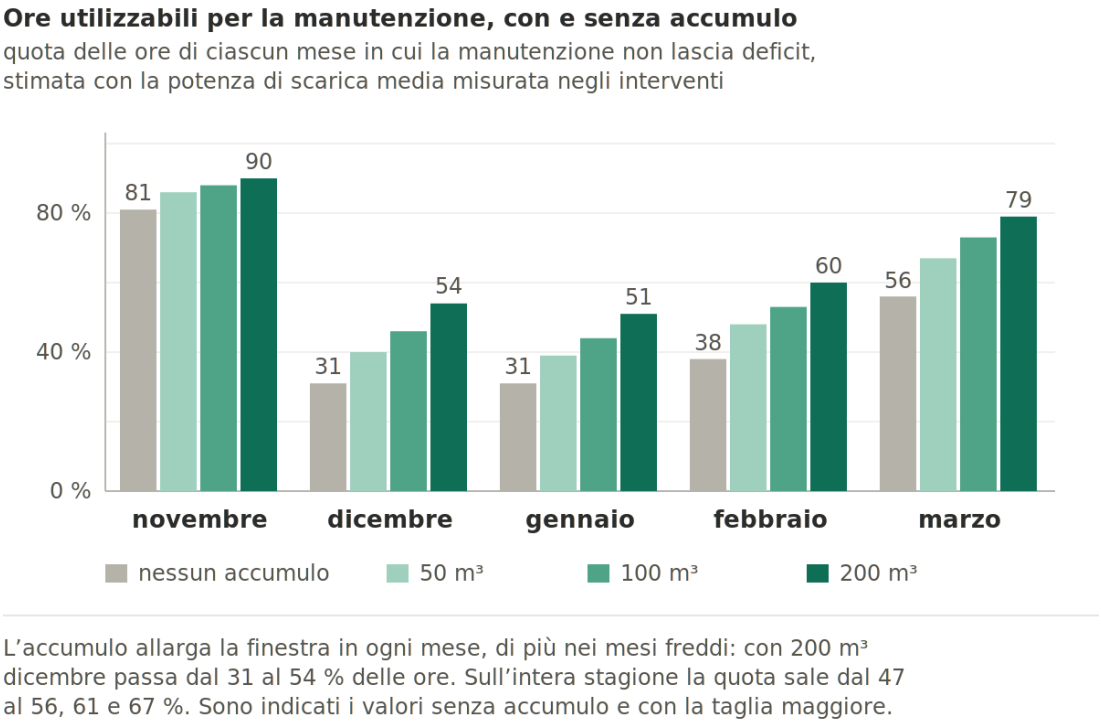



*Figura 4.6 – Quota delle ore nelle quali la manutenzione non lascia domanda non servita, per mese e per taglia dell'accumulo. Elaborazione propria.*

È in questo senso che pianificazione e accumulo **si configurano come opportunità complementari**: la prima sceglie il momento dell'intervento, il secondo amplia l'insieme dei momenti fra cui scegliere. La stima presuppone che il serbatoio sia carico all'inizio dell'intervento, condizione verificata nelle simulazioni grazie alla ricarica che avviene nelle ore di esercizio ordinario.

## 4.6 Discussione complessiva

I risultati presentati in questo capitolo descrivono la rete lungo un percorso che va dall'esercizio ordinario alla condizione di maggiore sollecitazione, e ne consentono una lettura d'insieme. La Tabella 4.15 ne riassume gli esiti principali.

| Condizione analizzata | Esito principale |
|---|---|
| **Esercizio nominale** | Copertura integrale della domanda con il solo calore di recupero; ausiliaria mai in funzione; circa 1.170 t di gasolio e 3.740 t di $CO_2$ evitate nella stagione |
| **Manutenzione a calendario** | Domanda non servita pari al 18,9 % della domanda nelle ore di intervento, 9,20 MWh con interventi da due ore; **utenze critiche non garantite** |
| **Manutenzione pianificata** | **Nessuna domanda non servita**; ausiliaria al di sotto della potenza nominale; utenze critiche pienamente servite; manutenzione possibile **senza deficit** con temperatura esterna di almeno 6 °C |

| Condizione analizzata | Esito principale |
|---|---|
| **Accumulo nella manutenzione a calendario** | **Riduzione della domanda non servita** dal 18 al 45 % secondo la taglia; contributo limitato dalla potenza di scambio |
| **Accumulo nella manutenzione pianificata** | Riduzione dell'energia erogata dall'ausiliaria fra l'1,0 e il 2,4 % |
| **Accumulo e pianificazione** | Temperatura esterna minima per la manutenzione ridotta **da 6 a 4 °C**; ore utilizzabili dal 47 al 67 % della stagione |

*Tabella 4.15 – Sintesi dei risultati del capitolo. Elaborazione propria.*

In esercizio ordinario **la rete è autosufficiente**: il calore di scarto delle due sorgenti copre l'intero fabbisogno della stagione, e l'ausiliaria non entra mai in funzione. Tale esito dipende da un margine di capacità che nelle simulazioni è esplicitato: i picchi di domanda **restano inferiori alla potenza della sola sorgente principale**. È questo margine a trasformare un calore che il processo industriale produce in ogni caso in un beneficio misurabile, pari a oltre un migliaio di tonnellate di gasolio e a circa 3.700 t di $CO_2$ evitate in una sola stagione di riscaldamento.

La vulnerabilità della rete si concentra in un evento preciso: la messa fuori servizio dello scambiatore di recupero del forno. Durante la manutenzione la rete **perde la sorgente che ne sostiene la quasi totalità del fabbisogno, e la capacità residua, costituita dal recupero radiativo e dall'ausiliaria, non è sufficiente nelle ore più fredde**. Il deficit che ne risulta presenta due caratteristiche. Non si accumula: compare soltanto nelle ore di intervento, cresce in proporzione alla loro durata e scompare non appena la sorgente principale torna in servizio. Ed è **governato dalle condizioni climatiche del momento**: lo stesso intervento lascia quasi tre megawattora di domanda non servita in una notte a temperatura negativa e nessun deficit in una giornata a 5 °C. È questa seconda caratteristica a rendere il problema affrontabile senza modificare l'impianto.

Il capitolo ha esaminato due modi di affrontarlo. La pianificazione agisce **sul momento dell'intervento**: collocando la manutenzione nelle ore di minore richiesta il deficit si annulla, l'ausiliaria lavora al di sotto della propria potenza nominale e anche le utenze critiche risultano pienamente servite. Il risultato si traduce in una regola operativa, **intervenire con una temperatura esterna di almeno 6 °C**, e in un'indicazione stagionale, per la quale il periodo più adatto alla manutenzione è l'inizio o la fine della stagione di riscaldamento. L'accumulo agisce invece **sulla quantità di calore disponibile durante l'intervento**: riduce il deficit anche quando il momento non può essere scelto, e alleggerisce l'ausiliaria quando questa lavora al di sotto del proprio limite. Le due opportunità sono dunque complementari, e **si rafforzano a vicenda**: aggiungendo la **propria potenza di scarica, l'accumulo abbassa la temperatura al di sopra della quale la manutenzione non lascia deficit**, e amplia di conseguenza l'insieme delle ore fra cui la pianificazione può scegliere.

Diversi dei risultati ottenuti discendono direttamente dal carattere fisico del modello e non sarebbero emersi da una rappresentazione semplificata della rete. Il recupero radiativo, sorgente priva di regolazione, quasi **raddoppia il proprio contributo durante la manutenzione perché la rete**, raffreddandosi, gli offre un salto termico maggiore. L'accumulo cede molto calore quando la rete è in difficoltà e poco quando è in equilibrio, perché lo scambio è **governato dalla differenza fra la sua temperatura e quella della rete**; per la stessa ragione il suo contributo risulta limitato dalla potenza che riesce a scambiare, più che dall'energia che contiene. Sono comportamenti che **dipendono dalle temperature e che un modello fondato sui soli bilanci di potenza non potrebbe rappresentare**: la loro comparsa conferma, sul caso di studio, l'esigenza di un modello a base fisica richiamata nel paragrafo 1.4.

Rispetto all'obiettivo posto nel paragrafo 1.5, ridurre e idealmente annullare il ricorso alle sorgenti ausiliarie, il quadro che emerge è articolato. In esercizio ordinario **l'obiettivo è pienamente raggiunto**: la rete non ricorre mai all'ausiliaria. Durante la manutenzione della sorgente principale il ricorso all'ausiliaria è invece inevitabile, poiché viene meno la sorgente che copre la quasi totalità del fabbisogno; ciò che pianificazione e accumulo consentono è farla operare **entro i propri limiti**, eliminando o **riducendo la domanda non servita**. In linea con quanto osservato da Wittenburg et al. (2023), la gestione coordinata di sorgenti e accumulo si conferma la leva per contenere il ricorso alle fonti fossili; il caso di studio mostra inoltre che il contributo dell'accumulo **dipende dallo stato in cui si trova la rete**, e trova la sua espressione più completa in combinazione con la pianificazione degli interventi.

Il capitolo mostra infine che cosa significhi, in concreto, il collegamento **fra il modello digitale e l'impianto**. Le analisi non si limitano a **riprodurre il comportamento della rete**, ma ne ricavano indicazioni che possono tornare all'esercizio: la soglia di temperatura al di sopra della quale programmare la manutenzione, il periodo della stagione in cui collocarla, l'ordine di grandezza del beneficio atteso da un accumulo e il suo limite.

Tali conclusioni vanno lette alla luce delle ipotesi su cui il modello si fonda, fra le quali la costruzione dei profili di domanda a partire dai dati del dimensionamento, la conoscenza anticipata delle condizioni climatiche nella scelta delle finestre di manutenzione e il carattere quasi stazionario della rappresentazione della rete. Esse, insieme ai possibili sviluppi del lavoro, sono discusse nel Capitolo 5.

# Capitolo 5. Conclusioni e sviluppi futuri

Il capitolo conclude il lavoro riportandone i risultati nel quadro più ampio in cui si inserisce. Ne ripercorre il contributo all'interno del progetto, lo confronta con le carenze della letteratura individuate nel Capitolo 1, distinguendo quanto è stato colmato da quanto resta aperto, indica le strade per colmare le carenze residue e propone infine un impiego del lavoro che va oltre il suo scopo originario.

## 5.1 Il contributo del lavoro nel quadro del progetto

Come precisato nel paragrafo 1.1, il presente lavoro si inserisce in un progetto di ricerca europeo, sviluppato da più unità di ricerca, che ha per oggetto il gemello digitale di una rete di teleriscaldamento alimentata dal calore di scarto di un sito industriale. Un gemello digitale comprende il sistema fisico, la sua controparte digitale e il flusso bidirezionale di informazioni che li collega. Di questa architettura la tesi **ha sviluppato una parte: il modello digitale a base fisica che ne costituisce il nucleo, evidenziato nella Figura 5.1**. L'infrastruttura di interfacciamento fra l'impianto e la sua controparte digitale, che dà al gemello la sua natura bidirezionale, è affidata ad altri gruppi del progetto. I risultati vanno letti in questa prospettiva, **come contributo a una parte di un sistema più ampio**, il cui valore dipende anche dal completamento delle parti rimanenti.

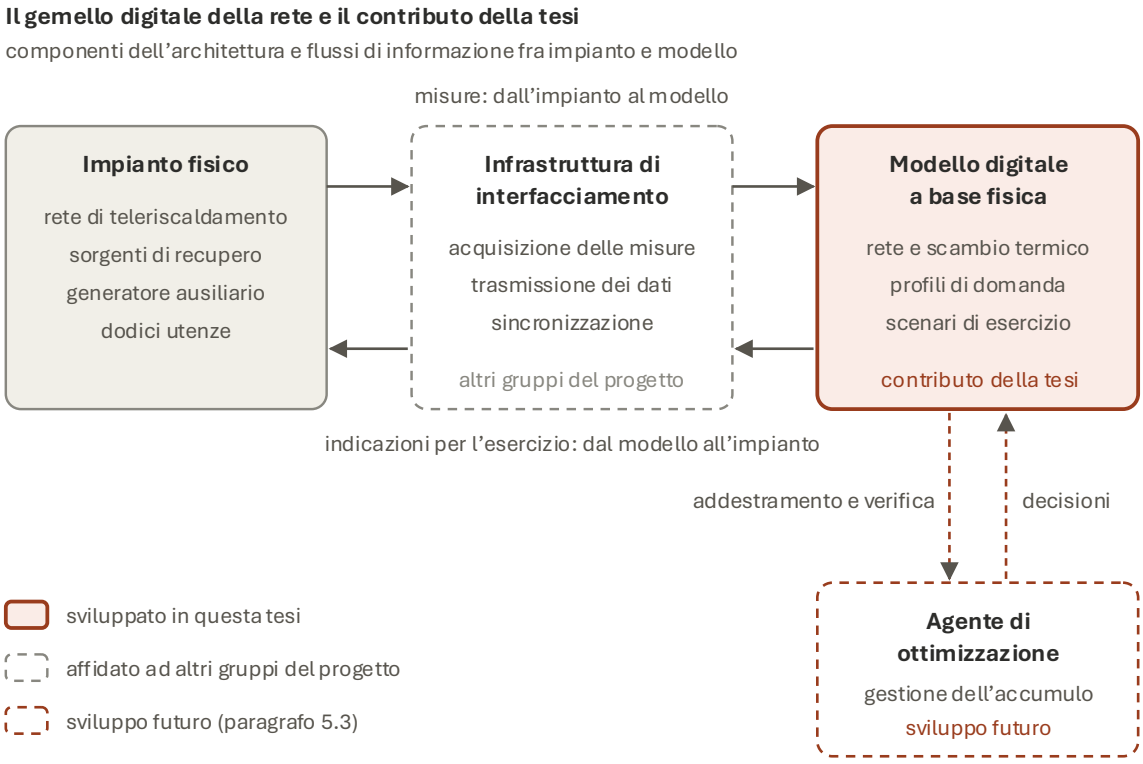



*Figura 5.1 – Architettura del gemello digitale della rete: componenti, flussi di informazione e contributo del presente lavoro. Elaborazione propria.*

Entro questo perimetro, il lavoro **ha costruito il modello della rete** a partire dalla formulazione idraulico-termica di Liu et al. (2016), ne ha definito i parametri di scambio termico, lo ha configurato per rappresentare le dodici utenze, le due sorgenti di recupero e il generatore ausiliario, e ha costruito i profili

di domanda a partire da una serie climatica reale. Il modello è stato validato rispetto al comportamento atteso dal dimensionamento e alla condizione di esercizio nominali dell'impianto, e **impiegato per esplorare la risposta della rete alla manutenzione della sorgente principale**, alla scelta del momento degli interventi e all'introduzione di un accumulo termico.

Le indicazioni che ne sono emerse, discusse nel paragrafo 4.6, riguardano **l'autosufficienza della rete in esercizio ordinario**, la sua **vulnerabilità durante la manutenzione** dello scambiatore di recupero del forno e il **contributo complementare di pianificazione** e **accumulo**. Si tratta di risultati riferiti a un caso di studio specifico e ottenuti con un modello validato rispetto al comportamento atteso, non ancora rispetto a misure: il loro valore sta più nel metodo e nel tipo di indicazioni che il modello consente di ricavare che nei singoli valori numerici.

## 5.2 Le carenze della letteratura alla luce dei risultati

Il paragrafo 1.4 ha individuato quattro carenze ricorrenti nella letteratura sui gemelli digitali delle reti di teleriscaldamento. Alla luce dei risultati ottenuti è possibile valutare, per ciascuna, quale contributo il lavoro abbia fornito e che cosa resti aperto. La valutazione è riassunta nella Tabella 5.1 e discussa di seguito.

| Carenza | Contributo del lavoro | Stato | Aspetti ancora aperti |
|---|---|---|---|
| **Validazione sul campo** | Validazione rispetto al dimensionamento e alla condizione di esercizio documentata dell'impianto | Svolta sul comportamento atteso; da svolgere sulle misure | *Confronto con serie temporali misurate; sincronizzazione con l'impianto; domanda costruita dai dati di progetto* |
| **Standard condivisi e confronto fra studi** | Configurazione interamente documentata e riproducibile | Aperta | *Casi di riferimento condivisi;* ***confronto con altri modelli*** *e strumenti* |
| **Fedeltà fisica dei modelli** | Modello a base **fisica**, che rivela comportamenti dipendenti dalla temperatura | Colmata, limitatamente al caso studiato | *Rappresentazione* ***quasi stazionaria delle tubazioni****; accumulo privo di stratificazione; sorgenti rappresentate come scambiatori generici* |
| **Coordinamento tra produzione, accumulo e domanda** | Studio del ruolo di sorgenti, accumulo e momento degli interventi; regola operativa per la manutenzione | Colmata in parte | *Analisi per scenari anziché ottimizzazione; accumulo non gestito da una strategia di controllo; conoscenza anticipata delle condizioni climatiche* |

*Tabella 5.1 – Le carenze della letteratura individuate nel paragrafo 1.4 e il contributo del presente lavoro. Elaborazione propria.*

**Validazione sul campo.** La validazione di un modello si articola in due livelli: il **confronto con il comportamento atteso**, che ne verifica la coerenza, e il **confronto con serie temporali misurate** sull'impianto, che ne verifica l'accuratezza. Il lavoro ha svolto il primo livello, non il secondo. Il modello riproduce la condizione di esercizio documentata dell'impianto, nel quale **il calore di recupero copre**

**l'intero fabbisogno senza ricorso al generatore ausiliario**, e rispetta i dati del dimensionamento su cui è stato costruito. Si tratta però di una **validazione rispetto al comportamento atteso**, non rispetto a serie temporali misurate, e il modello non è sincronizzato con l'impianto: entrambi i passaggi dipendono dall'infrastruttura di interfacciamento sviluppata nell'ambito del progetto. A ciò si aggiunge che la domanda delle utenze è costruita a partire dai dati di progetto e dalla temperatura esterna, e può discostarsi da quella reale, che dipende anche dal comportamento degli occupanti e dagli apporti interni. La carenza resta quindi aperta, **ma il modello è strutturato per accogliere i dati misurati non appena disponibili**.

**Standard condivisi e confronto fra studi**. La mancanza di casi di riferimento per le reti di teleriscaldamento, rilevata da Kuntuarova et al. (2024), **non può essere colmata da un singolo caso di studio**, né il lavoro ha confrontato il proprio modello con altri strumenti. Il contributo **si limita alla documentazione completa della configurazione**, dei profili di ingresso e degli scenari, che rende le simulazioni riproducibili: una condizione necessaria perché un caso possa servire da riferimento, ma non sufficiente.

**Fedeltà fisica dei modelli.** È la carenza che ha motivato la scelta di un modello a base fisica. I risultati ne confermano la rilevanza: il recupero radiativo che quasi raddoppia il proprio contributo quando la rete si raffredda, l'accumulo che cede molto calore quando la rete è in difficoltà e poco quando è in equilibrio, il contributo dell'accumulo limitato dalla potenza di scambio più che dall'energia contenuta, sono **comportamenti che dipendono dalle temperature** e che **un modello lineare non avrebbe rappresentato**.

> La carenza **può dirsi colmata limitatamente al caso studiato**, e con tre limiti. La rete è rappresentata in forma quasi stazionaria, risolta a ogni passo come se fosse a regime, senza i ritardi di trasporto del fluido nelle tubazioni. L'accumulo è descritto da un'unica temperatura, come se il suo contenuto fosse **perfettamente miscelato**. Il modello trascura quindi **la stratificazione termica, cioè la tendenza dell'acqua calda, meno densa, a disporsi nella parte alta del serbatoio e di quella fredda a raccogliersi sul fondo**: in un accumulo reale questa separazione consente di prelevare acqua a una temperatura superiore a quella media e di restituire acqua fredda in basso senza raffreddare quella già accumulata. Le sorgenti sono rappresentate come scambiatori generici, senza modellare i processi da cui proviene il calore. Le prime due riguardano proprio aspetti che Abdurahmanovic et al. (2026) indicano come spesso trascurati nei modelli di rete; su questo piano il lavoro rappresenta un primo passo verso una maggiore fedeltà fisica.

**Coordinamento tra produzione, accumulo e domanda.** Il lavoro impiega il modello a scala di rete, e non di singolo edificio o sottostazione, per studiare il ruolo congiunto di sorgenti, accumulo e momento degli interventi di manutenzione, in un ambito che Schmidt et al. (2026) indicano come **ancora a uno stadio iniziale**. I risultati mostrano che la rete non ricorre all'ausiliaria in esercizio ordinario, e che durante la manutenzione della sorgente principale pianificazione e accumulo consentono di mantenere l'ausiliaria entro i propri limiti e di servire le utenze critiche; ne è scaturita una regola operativa direttamente applicabile. La carenza è però colmata solo in parte. Il coordinamento è stato esplorato attraverso scenari definiti a priori e non ottimizzato; l'accumulo scambia calore in funzione della differenza di temperatura con la rete, **senza essere governato da una strategia di controllo**; le finestre di manutenzione sono state individuate conoscendo in anticipo le condizioni climatiche. La gestione ottimizzata dell'accumulo richiamata nel paragrafo 1.1 non è stata quindi realizzata, **ma preparata**: il lavoro ne ha individuato il ruolo e i limiti, che una strategia di gestione dovrà rispettare.

## 5.3 Come colmare le carenze residue

Le carenze che il lavoro lascia aperte indicano le direzioni in cui proseguirlo, e corrispondono in larga parte ai componenti ancora da completare nella Figura 5.1.

**Dalla validazione attesa a quella misurata.** Il passo più immediato è il **confronto del modello con le serie misurate sull'impianto**, reso possibile dall'infrastruttura di interfacciamento del progetto. Temperature, portate e potenze simulate potranno essere confrontate con quelle registrate, e i parametri del modello tarati sui dati: la letteratura offre metodi già applicati a reti reali, dall'identificazione in linea delle resistenze idrauliche di una rete esistente (Zheng et al., 2024) alla taratura non intrusiva di un modello predittivo di sottostazione mediante **reti neurali**, che ne ha ridotto sensibilmente gli errori (Koo e Yoon, 2024). Anche i profili di domanda potranno essere **sostituiti dai consumi misurati**. Con il flusso di dati dall'impianto al modello, la controparte digitale sviluppata in questo lavoro **diventerebbe a pieno titolo il nucleo di un gemello digitale**.

**Verso una maggiore fedeltà fisica.** I limiti della rappresentazione quasi stazionaria potrebbero essere superati con un modello **dinamico delle tubazioni**, che tenga conto del tempo impiegato dal fluido a percorrerle. Modelli di questo tipo sono già stati applicati a reti magliate con tempi di calcolo compatibili con l'impiego in un gemello digitale (Xie et al., 2025). Analogamente, un modello stratificato del serbatoio, come quello adottato da Abdurahmanovic et al. (2026), consentirebbe di **rappresentare con maggiore precisione la potenza che l'accumulo può scambiare**.

**Dagli scenari all'ottimizzazione.** L'estensione più naturale, già anticipata nel paragrafo 1.5, è **l'integrazione di un agente di ottimizzazione basato sull'intelligenza artificiale**. La letteratura mostra che agenti di apprendimento per rinforzo possono essere addestrati su un gemello digitale per ottimizzare la temperatura di mandata e l'impiego dell'accumulo (Deng et al., 2023), e che la strategia appresa può ridurre i costi annui di almeno il 5 % rispetto a una strategia basata su regole (Bousnina e Guerassimoff, 2024); Abdurahmanovic et al. (2026) sottolineano inoltre la necessità di validare tali strategie su un modello fisico della rete prima di impiegarle sull'impianto.

> In questo quadro il modello sviluppato potrebbe **svolgere il ruolo di ambiente di addestramento e di verifica**, e la regola dei 6 °C ricavata nel paragrafo 4.4 quello di **strategia di riferimento con cui confrontare l'agente**. L'obiettivo sarebbe quello posto nel paragrafo 1.1: decidere quando caricare e scaricare l'accumulo e quando collocare gli interventi, così da minimizzare il ricorso all'ausiliaria. Nella pianificazione del paragrafo 4.4 le **condizioni climatiche erano note in anticipo**; nella realtà, invece, l'agente dovrebbe **basarsi sulle previsioni meteorologiche**, che sono incerte. Per tenere conto di questa incertezza si possono impiegare metodi probabilistici, come quelli descritti da Liang et al. (2025).

**Verso un caso di riferimento condiviso.** Infine, la configurazione sviluppata **potrebbe essere resa disponibile come caso di riferimento**, nei limiti imposti dalla riservatezza dei dati di progetto. I profili di ingresso si basano su dati e metodi di pubblico accesso, come la serie climatica tipo, e la rete potrebbe essere descritta in forma anonima. Un caso di questo tipo **non colmerebbe da solo la carenza di standard condivisi**, ma contribuirebbe all'insieme di casi di riferimento la cui mancanza è rilevata da Kuntuarova et al. (2024).

## 5.4 Oltre lo scopo originario: il modello come strumento di progettazione

Il modello è stato **costruito per rappresentare una rete esistente**, ma gli elementi con cui è descritto non sono legati a questa rete. L'interfaccia di configurazione presentata nel paragrafo 3.2 si fonda su cinque tipi di nodo generici, su tubazioni definite a partire da cataloghi normalizzati o da geometrie qualsiasi, su

un elenco di materiali, su serie climatiche **lette da file e su profili di domanda che possono essere costruiti** appositamente a partire dai soli carichi di picco e dalla temperatura esterna. La procedura seguita nei Capitoli 3 e 4, dalla descrizione della rete alla costruzione dei profili fino all'esplorazione degli scenari, è a sua volta **indipendente dal caso di studio**: a cambiare sono soltanto i dati di ingresso.

Ne discende un impiego che va oltre lo scopo originario del lavoro. Lo stesso strumento potrebbe **accompagnare la progettazione di una nuova rete**, configurandosi come un *digital twin designer*: uno strumento che **impiega il modello della controparte digitale non per seguire una rete esistente**, ma per progettarne una nuova, verificandone il comportamento prima che venga costruita. Si pensi a un'amministrazione comunale che intenda realizzare una rete di teleriscaldamento. Descritta la rete ipotizzata, con le utenze previste, le sorgenti disponibili e i tracciati delle tubazioni, e acquisita la serie climatica tipo del sito, disponibile per l'intero territorio europeo attraverso lo stesso strumento impiegato in questo lavoro, i profili di domanda potrebbero essere costruiti con il medesimo metodo a partire dai carichi stimati degli edifici. Il modello consentirebbe allora di valutare, **prima della costruzione**, le stesse grandezze esaminate nel Capitolo 4, secondo lo schema della Figura 5.2: la capacità delle sorgenti di coprire la domanda, la necessità e la taglia di un generatore ausiliario, l'utilità di un accumulo e la sua taglia, le perdite di distribuzione e le finestre in cui eseguire la manutenzione delle sorgenti. Un impiego di questo tipo si inserisce nel quadro degli strumenti di progettazione e simulazione delle reti di teleriscaldamento passati in rassegna da Kuntuarova et al. (2024).

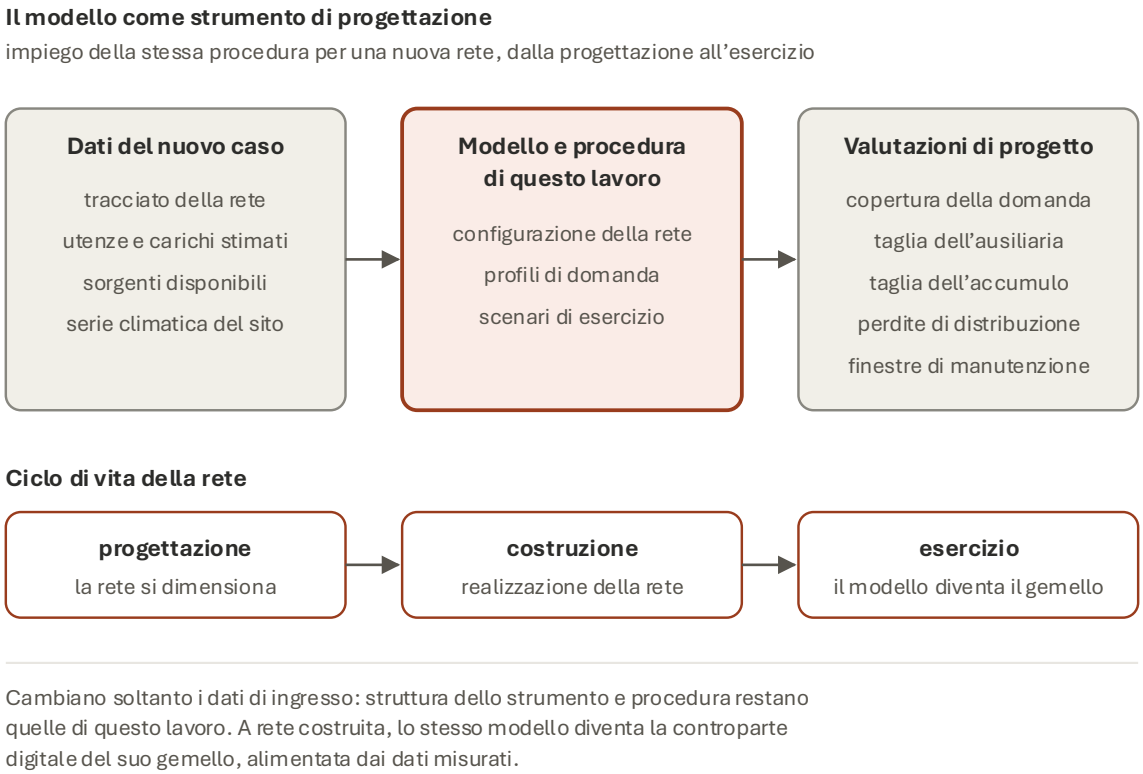



*Figura 5.2 – Impiego del modello come strumento di progettazione di una nuova rete e continuità fra progettazione ed esercizio. Elaborazione propria.*

L'interesse di questa prospettiva sta nella **continuità che essa stabilisce fra progettazione ed esercizio**. Il modello impiegato per dimensionare la rete potrebbe diventare, a rete costruita, la controparte digitale del suo gemello, alimentata dai dati misurati e aggiornata nel tempo: lo stesso strumento accompagnerebbe l'infrastruttura lungo tutto il suo ciclo di vita. L'adattamento a un nuovo caso richiederebbe un impegno contenuto, perché la struttura dello strumento e la procedura **restano le**

**stesse**. Andrebbero però raccolti i dati del nuovo caso: la geometria della rete, le stime dei carichi degli edifici, le caratteristiche delle sorgenti. I risultati avrebbero il valore di stime di progetto, da affinare con il procedere della progettazione. Si tratta di una possibilità che il lavoro rende concreta, ma che andrebbe **verificata su un caso reale**.

## 5.5 Considerazioni conclusive

Il presente lavoro ha costruito e impiegato il modello a base fisica che costituisce il nucleo del gemello digitale di una rete di teleriscaldamento alimentata dal calore di scarto di un'acciaieria. Ha mostrato che la rete è autosufficiente in esercizio ordinario, con un **beneficio misurabile**, circa 1.170 t di gasolio e 3.740 t di $CO_2$ evitate in una stagione di riscaldamento, e che la condizione più impegnativa fra quelle analizzate, la manutenzione dello scambiatore di recupero del forno, può essere **gestita senza modificare l'impianto**, scegliendo il momento dell'intervento e, dove necessario, affiancandovi un accumulo termico.

Rispetto alle carenze della letteratura, il contributo principale **riguarda la fedeltà fisica dei modelli**: diversi dei risultati ottenuti dipendono dalle temperature e **non sarebbero emersi da una rappresentazione semplificata**. Il coordinamento fra sorgenti, accumulo e domanda è stato affrontato in parte, attraverso scenari anziché ottimizzazione, mentre la validazione sul campo e i casi di riferimento condivisi restano in gran parte aperti e indicano, insieme all'agente di ottimizzazione, le direzioni in cui proseguire.

Più dei singoli valori numerici, il lavoro ha mostrato **il tipo di conoscenza che un modello di questo genere restituisce all'esercizio**: una soglia di temperatura, un periodo della stagione, l'ordine di grandezza del beneficio atteso da un accumulo e il suo limite. Per il suo carattere generale, lo stesso strumento potrebbe inoltre servire alla progettazione di nuove reti, accompagnandole dal dimensionamento all'esercizio. È un contributo a una parte di un progetto più ampio, e il suo valore **dipende dal completamento delle altre**: l'infrastruttura che alimenterà il modello con i dati misurati e gli strumenti di ottimizzazione che trasformeranno le indicazioni in decisioni. Il lavoro ha cercato di preparare il terreno per entrambe.

# Bibliografia

## Articoli scientifici


Abdurahmanovic, N., Schmoll, F., Cadenbach, A., Menze, M. e Anwarzai, T. (2026). Simulation based validation of a reinforcement learning-based operation strategy for sector-coupled district heating system. *Energy*, *360*, art. 141851. https://doi.org/10.1016/j.energy.2026.141851

Almahmoudi, A., Awad, M. M., Salem, M. S., Abdelrehim, O. e Almanzalawy, M. (2026). Urban heat transitions: Renewable integration, digital system optimization, and life-cycle perspectives for fifth-generation district heating and cooling systems. *Unconventional Resources*, *12*, art. 100377. https://doi.org/10.1016/j.uncres.2026.100377

Bahlawan, H., Ferraro, N., Gambarotta, A., Losi, E., Manservigi, L., Morini, M., Saletti, C., Spina, P. R. e Venturini, M. (2022). Detection and identification of faults in a District Heating Network. *Energy Conversion and Management*, *266*, art. 115837. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115837

Bousnina, D. e Guerassimoff, G. (2024). Optimal energy management in smart energy systems: A deep reinforcement learning approach and a digital twin case-study. *Smart Energy*, *16*, art. 100163. https://doi.org/10.1016/j.segy.2024.100163

Choi, Y. e Yoon, S. (2023). In-situ observation virtual sensor in building systems toward virtual sensing-enabled digital twins. *Energy and Buildings*, *281*, art. 112766. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.112766

Deng, J., Eklund, M., Sierla, S., Savolainen, J., Niemistö, H., Karhela, T. e Vyatkin, V. (2023). Deep reinforcement learning for fuel cost optimization in district heating. *Sustainable Cities and Society*, *99*, art. 104955. https://doi.org/10.1016/j.scs.2023.104955

Hernández, J. L., de Miguel, I., Vélez, F., Marcos, P. e Martín, J. (2024). Enhancing the energy efficiency in district heating networks through digital twins. *Procedia Computer Science*, *246*, 4278–4287. https://doi.org/10.1016/j.procs.2024.09.277

Hofmeister, M., Lee, K. F., Tsai, Y.-K., Müller, M., Nagarajan, K., Mosbach, S., Akroyd, J. e Kraft, M. (2024). Dynamic control of district heating networks with integrated emission modelling: A dynamic knowledge graph approach. *Energy and AI*, *17*, art. 100376. https://doi.org/10.1016/j.egyai.2024.100376

Jones, D., Snider, C., Nassehi, A., Yon, J. e Hicks, B. (2020). Characterising the Digital Twin: A systematic literature review. *CIRP Journal of Manufacturing Science and Technology*, *29*, 36–52. https://doi.org/10.1016/j.cirpj.2020.02.002

Koo, J. e Yoon, S. (2024). Neural network-based nonintrusive calibration for an unobserved model in digital twin-enabled building operations. *Automation in Construction*, *159*, art. 105261. https://doi.org/10.1016/j.autcon.2023.105261

Kritzinger, W., Karner, M., Traar, G., Henjes, J. e Sihn, W. (2018). Digital Twin in manufacturing: A categorical literature review and classification. *IFAC-PapersOnLine*, *51*(11), 1016–1022. https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.08.474

Kuntuarova, S., Lickleder er, T., Huynh, T., Zinsmeister, D., Hamacher, T. e Perić, V. (2024). Design and simulation of district heating networks: A review of modeling approaches and tools. *Energy*, *305*, art. 132189. https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132189

Liang, X., Yang, J., Zhu, J. e Peng, M. (2025). Understanding and coping with uncertainties in district heating systems: a multi-pathway review from probabilistic modeling to intelligent integration. *Energy and Buildings*, *349*, art. 116514. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2025.116514

Liu, X., Wu, J., Jenkins, N. e Bagdanavicius, A. (2016). Combined analysis of electricity and heat networks. *Applied Energy*, *162*, 1238–1250. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.102

Liu, Z., Zhang, H., Wang, Y., Fan, X., You, S. e Li, A. (2023). Data-driven predictive model for feedback control of supply temperature in buildings with radiator heating system. *Energy*, *280*, art. 128248. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128248

Lund, H., Werner, S., Wiltshire, R., Svendsen, S., Thorsen, J. E., Hvelplund, F. e Mathiesen, B. V. (2014). 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, *68*, 1–11. https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089

Schmidt, D., Yang, Q., Vanhoudt, D., Widl, E., Langroudi, P., Vallée, M., Jallal, M.-A., Muschick, D., Gölles, M., Kaisermayer, V. e Tunzi, M. (2026). The current state and future outlook of digitalization for the operation of district heating systems: A review. *Energy*, *344*, art. 140086. https://doi.org/10.1016/j.energy.2026.140086

Sotnikov, A., Auer, M., Belliardi, M., Curti, V., Bühler, P. e Villasmil, W. (2026). Model-based analysis of bypass control strategies in district heating: Revisiting constant and thermal bypass in a real network. *Energy*, *344*, art. 140107. https://doi.org/10.1016/j.energy.2026.140107

Soudagar, M. E. M., Routray, A., Teekaraman, Y., Sandeep, V., Mohanavel, V., Karthick, A., Ramesh, S., Abu Osman, N. A. e Kathiresan, S. (2026). AI-enabled digital twins for thermal energy storage in renewable power systems: Multi-scale modelling, power-system integration, and co-simulation frameworks. *Electric Power Systems Research*, *257*, art. 112947. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2026.112947

Wieland, A., Dollhopf, S., Weidlich, I. e Langroudi, P. P. (2024). Heat Loss Determination of District Heating Pipelines. A Comparison of Numerical and Analytical Methods. *Environmental and Climate Technologies*, *28*(1), art. 20240070. https://doi.org/10.2478/rtuect-2024-0070

Wittenburg, R., Gierow, C., Pötke, R., Müller, K. e Holtz, D. (2023). Transition of district heating from fossil to renewable energies – Pathways analysed by dynamic simulation. *Renewable Energy Focus*, *45*, 271–286. https://doi.org/10.1016/j.ref.2023.04.008

Wright, L. e Davidson, S. (2020). How to tell the difference between a model and a digital twin. *Advanced Modeling and Simulation in Engineering Sciences*, *7*(1), art. 13. https://doi.org/10.1186/s40323-020-00147-4

Xie, Z., Wang, H., Hua, P. e Lahdelma, R. (2025). Hydraulic–thermal dynamic model of meshed district heating network based on discrete event simulation. *Energy*, *339*, art. 138895. https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.138895

Zheng, X., Shi, Z., Wang, Y., Zhang, H. e Tang, Z. (2024). Digital twin modeling for district heating network based on hydraulic resistance identification and heat load prediction. *Energy*, *288*, art. 129726. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129726

## Norme tecniche, regolamenti e linee guida

CEN. EN 253 – District heating pipes – Bonded single pipe systems for directly buried hot water networks – Factory made pipe assembly of steel service pipe, polyurethane thermal insulation and a casing of polyethylene. Comitato Europeo di Normazione, Bruxelles.

CEN. EN 590 – Automotive fuels – Diesel – Requirements and test methods. Comitato Europeo di Normazione, Bruxelles.

CEN. EN 10216 – Seamless steel tubes for pressure purposes – Technical delivery conditions. Comitato Europeo di Normazione, Bruxelles.

CEN. EN 13941 – District heating pipes – Design and installation of thermal insulated bonded single and twin pipe systems for directly buried hot water networks. Comitato Europeo di Normazione, Bruxelles.

IPCC (2006). *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Vol. 2: Energy*. Institute for Global Environmental Strategies, Hayama.

Regolamento delegato (UE) 2015/2402 della Commissione, del 12 ottobre 2015, che riesamina i valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e di calore. *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, L 333, 19.12.2015.

Regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066 della Commissione, del 19 dicembre 2018, concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra. *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, L 334, 31.12.2018.

## Banche dati e fonti statistiche

Commissione Europea, Direzione Generale Energia (2026). *Weekly Oil Bulletin – serie storica dei prezzi dei prodotti petroliferi*. https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/weekly-oil-bulletin_en

Commissione Europea, Joint Research Centre (2026). *PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System, anno meteorologico tipo (TMY)*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/

# Ringraziamenti